【表紙】

【提出書類】	有価証券報告書
【根拠条文】	金融商品取引法第24条第１項
【提出先】	関東財務局長
【提出日】	2025年６月27日
【事業年度】	自　2024年１月１日　至　2024年12月31日
【会社名】	エネル・エスピーエー （ENEL S.p.A.）
【代表者の役職氏名】	フラビオ・カッタネオ （Flavio Cattaneo） 最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー （Chief Executive Officer and General Manager）
【本店の所在の場所】	イタリア共和国　ローマ市 ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137 （Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy）
【代理人の氏名又は名称】	弁護士　田　中　　収
【代理人の住所又は所在地】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士　髙　橋　将　希 同　　膝　舘　朗　人 同　　津　田　桃　佳 同　　德　永　大　誠 同　　鬼　形　　新 同　　瀧　　拓　也 同　　中　島　庸　元
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1948
【縦覧に供する場所】	該当なし

(注)１．(イ)本書において記載されているユーロから日本円への換算は、１ユーロ＝163.36円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2025年６月２日の対顧客電信直物売買相場の仲値）の換算率により行われ、１円単位まで四捨五入されている。ユーロの計数の表示単位（百万ユーロ又は千ユーロ）が異なる場合、同じユーロの数値でも円換算額が異なる場合がある。

(ロ)本書におけるユーロの計数には、計数の合計値が総合計に合致するように、切上げ又は切捨てを行うことによる一定の調整をした上で、１ユーロ単位にしているものがある。しかしながら、日本円及び他の数値への換算に関してはかかる調整は行われてはいない。総合計が計数の算術的合計と必ずしも一致するとは限らない。

２．本書において別段の記載がある場合を除き、「エネル」又は「当社」は、エネル・エスピーエーを指し、「エネルグループ」、「エネル・グループ」又は「当グループ」は、エネル・エスピーエー及びその連結子会社を指す。

３．本書は将来的な記述を含んでいる。本文書中の「追求する」、「意図する」、「見積もる」、「計画する」、「企画する」、「目標とする」、「予想する」、「予定である」、「可能性がある」、「確信する」、「見込まれている」、「企図されている」等の用語及び類似の表現は、将来的な記述を示すことを意図している。
本書中の将来的な記述は、当グループに関するリスク、不確実性及び仮定を前提としている。当グループの実際の業務成績は、とりわけ「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載したリスク要因の結果として、将来的記述とかなり異なる可能性がある。当グループは、本文書の日付け以後に発生する新情報の結果であるか、将来の事実の結果であるか又はその他であるかを問わず、いかなる将来的な記述をも更新又は改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性及び仮定に照らし、本書において記載されている将来的な出来事は発生しないことがありうる。
当社は、将来的な記述において開示された計画、意図又は予想を実際に達成又は実現しない可能性があり、今後投資する者は、過度にそれに依存すべきでない。当社の活動及び業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載の事項が含まれるが、これに限らない。

- エネルが多額の債務を負っているという事実
- エネルが受諾可能な条件で金融債券市場にアクセスする能力は、債務レベルを理由に見直しを受けるに至った信用格付けに一部依存しているという事実
- 最近買収した複数の実質規模の企業を統合する必要性から、エネルがリスク及び支出に迫られているという事実
- エネルが、自身が事業を行う複数の国において異なる規則制度に従うという事実、及びこれらの規則制度がエネルの不利に改定され得るという事実
- エネルが現在の世界的不況の継続又は進行による電力需要低下の影響を受けやすいという事実
- エネルが燃料費の増加のリスク又は燃料供給の崩壊のリスクに晒されているという事実
- エネルはこれまで、エネルの定時株主総会において取締役の過半数を任命するのに十分な議決権を有しかつ他の株主の利益と異なる利益を享受することができる、イタリア経済財務省（MEF）により支配されているという事実

上記は、かかる将来的な記述中の予想と著しく異なる実際の成績をもたらし得る要素の完全なリストではなく、「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載の事項をはじめ、本書中の他の注意記述と合わせて読まれるべきものである。

４．当社の事業年度は暦年と一致する。

第一部【企業情報】

第１【本国における法制等の概要】

１【会社制度等の概要】

(1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

当社を支配する法制度はイタリアの法令で構成されており、当社はイタリアにおける株式会社である「ソシエタ・ペル・アジオニ」又は「エスピーエー」として設立されている。イタリアのエスピーエーはイタリアの法律に基づき組織される法的主体であり、当該エスピーエーの所有者である株式の保有者から分離された１つの法人として行為する。エスピーエーの最低株式資本金は50,000ユーロである。エスピーエーは１又は複数の種類の株式を発行することができ、それらは普通株式、優先株式及び貯蓄株式からなる。イタリア法に従い、無額面株式、連動株式又は損失負担がある場合に支払が延期される株式といった新たな種類の株式を発行することも認められている。普通株式の保有者はエスピーエーの株主総会で議決権を行使することができ、１株につき１議決権を有する。優先株式の保有者は株主総会で議決権を行使することができる。貯蓄株式は上場会社のみが発行することのできる特別な型の優先株式であり、議決権がない。議決権のない、議決権の制限された、又は一定の条件に従って議決権のある株式は、エスピーエーの資本金総額の２分の１を超えてはならない。非上場会社は、保有者に10議決権を上限とする複数議決権を永久付与する複数議決権付株式を発行することができる。かかる株式は、規制市場にその後上場する場合、維持されることができるが、反対に、現在上場している会社はそれらを発行することはできない。上場会社はまた、長期保有者が議決権を増やせるロイヤルティ株式を発行することができる（１株式につき10議決権を上限とする。）。通常、エスピーエーの株主は、そのエスピーエーの資本金に拠出した額を超えて当該エスピーエーの債務について個人的責任を負わない。

エスピーエーの経営については、専ら取締役が責任を負い、会社の目的を達成するために必要な全ての行為を取締役が行う。イタリア民法（法令第6/2003号及び法令第37/2004号により改正）によれば、エスピーエーは、３つの選択的な経営及び監査のシステムを採用することができる。定款に別途定めない場合には、エスピーエーは、取締役会又は単独取締役（経営を担当）及び法定監査役会（監査を担当）という伝統的なシステムを採用することとなり、これらは全て株主総会で選任される。代替システム（いわゆる「一元型」又は「ワン・ティアー」システム及びいわゆる「二元型」又は「ツー・ティアー」システム）は、会社の定款に明示的に規定されなければならない。かかる場合、会社の経営及び監査は、（イ）二元型システムの場合には、業務執行取締役会（監査取締役会により選任される。）及び監査取締役会（株主総会により選任される。）によりそれぞれ担当され、（ロ）一元型システムの場合には、取締役会（株主総会により選任される。）及び経営監査のための委員会（取締役会により選任され、品格、専門性及び独立性といった固有の要件を満たす取締役により構成される。）により、それぞれ担当される。当社は伝統的なシステムを採用している。

取締役の員数及び任期は定款により定められる。定款により、取締役の員数又は任期が定められていない場合、株主総会により決定される。イタリアの法律においては、エスピーエーの取締役の最低数は１名であり、最長任期は３年間である。取締役はイタリア国民である必要はなく、またそのエスピーエーの株主である必要も必ずしもない。株主により取締役会会長が選任されない限り、取締役会によりその構成員のうち１名が会長に選任される。定款でより大きな数を規定しない限り、取締役会の定足数は現任取締役の過半数である。定款で別途定めない限り、取締役会決議は出席取締役の絶対多数により採択される。取締役は代理人により投票することはできない。

一般に、伝統的制度を採用しているエスピーエーにおいては、取締役会はエスピーエーの経営の責任を負っており、非常に広汎な権限と裁量を有する。定時株主総会の権能は以下のものに限定されている。

（a）エスピーエーの年次財務書類の承認。

（b）取締役の選任及び解任、法定監査役の選任並びに外部監査役を設置している場合には、法定監査役会による理由を記載した提案の上での外部監査役の選任。

（c）定款で別途定めのない場合における取締役及び法定監査役の報酬の決定。取締役会の提案の上、上場会社の定時株主総会はまた、財務書類の承認のために招集された同総会において、報酬方針及び支払報酬の報告書についての決議を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれている。（ｉ）第１セクションでは、（a）少なくとも、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度の翌年度についての、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明並びに（b）かかる方針の採用及び実施に使用される手続が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。（ii）第２セクションでは、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度についての、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）に対して支払われる報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

（d）取締役及び法定監査役の責任に関する事項。

（e）配当の分配。

（f）法律により株主の承認を要するとされるその他の事項に関する決議、及び定款の規定により取締役の行為について授権を要するとされている場合には、当該授権に関する決議。

（g）株主総会に関する規則が設けられている場合にはその承認。

エスピーエーの定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため、定款に定められた期間内で、かつ、いかなる場合においても少なくとも事業年度終了後120日以内に開催されなければならない。かかる期間は、エスピーエーの定款に規定を設けた場合、当該会社が連結財務書類を作成することが法律により義務付けられている場合又は当該会社の構造若しくは目的に関する特定の状況により必要となった場合、事業年度終了後180日間まで延長することができる。2020年３月17日付け法令第18号第106条（2020年４月24日付け法律第27号により改正の上で法律に変換された。）（最終申請期限は、2024年12月27日付け法令第202号第３条第14項の６（2025年２月21日付け法律第15号により改正の上で法律に変換された。）により最終的に延長された。）に従い、2025年12月31日までに招集される株主総会は、株主の物理的な出席がなくても（例えば、会社の選択により、電子参加、電子投票、郵便による投票又は会社が任命した代表者に代理権を付与することによって）開催することができる。また、上場会社の定款は、株主総会に出席し、議決権を行使する権利を有する者は、会社が任命した代表者を通じてのみ株主総会に参加することを規定することができる。臨時株主総会は、定款変更、清算人の選任、交替及び権能並びに法により臨時株主総会の機能とされているその他の全ての事項に関する決議の採択のため要求される。

上場されているエスピーエーは３名以上の正規の構成員及び２名以上の補欠の構成員からなる法定監査役会を設置することを要し、かかる構成員は株主総会により選任される。かかる法定監査役の任期は３事業年度である。法定監査役は、当社が（ｉ）適用ある法律及びその定款を遵守していること、（ii）正しい管理運営の原則を尊重していること、（iii）適切な組織構成、内部統制並びに管理運営及び会計制度を維持し、かかる仕組みが会社の業務事項を正確に表すために信頼できるものであること、（iv）会社の開示義務に関連する情報を会社に伝達するよう子会社に適切な指示を出していること、並びに（ｖ）企業がその遵守を公表している規制市場の管理会社又は事業者団体が立案した行動規範によって定められたコーポレート・ガバナンス規則を正しく実施していることを証明する義務がある。具体的には、組織構造、内部統制、事務管理システム及び会計システムの適切性に関して、法定監査役会はとりわけ次の内容を監査する。すなわち、（ｉ）財務報告及びサステナビリティレポートの過程、（ii）内部統制システム、内部監査及び会社リスク管理の有効性、（iii）年次及び連結会計の監査、及びサステナビリティレポートに関する保証業務、並びに（iv）社外監査役の独立性（とりわけ監査証明業務以外の業務）につきそれぞれ監督するものとする。加えて、エスピーエーの会計監査及びサステナビリティレポートの保証は、外部監査役により行われており、一方、株式を上場しておらず、かつ、連結財務書類を作成する義務がない会社も、法定監査役に会計を確認してもらうことを選択できる。また、監査に関しては、法令第39/2010号第16条第２項に従い、上場会社、銀行及び保険会社等の公益法人、公益法人の子会社、公益法人を支配する会社並びに公益法人との共同支配の対象となる会社においては、法定監査役会による法定監査を実施することができない。

エスピーエーは、実際に取得し、かつ当該エスピーエーの正式に承認された財務書類に計上された利益からのみ、配当を支払うことができる。

(2)【提出会社の定款等に規定する制度】

当社の会社制度は、第一に、その定款及び株主総会規則に規定されている。その要約及びこれに関連する事項を以下に記載する。ここでは、主に上記「第一部－第１－１ 会社制度等の概要－(1)提出会社の属する国・州等における会社制度」に記載した一般的に適用される法律の規定に追加すべき事項及び一般的に適用される規定の適用を修正する事項を述べる。株主の権利に関する事項についても以下に記載する。

(a) 株主総会

定時及び臨時株主総会は、通常、当社の本店が所在する市町村にて開催されるものとする。開催地がイタリア国内であれば、取締役会は別途決定することができる。

定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため事業年度終了後120日以内若しくはエネルは連結財務書類の作成を義務付けられているので180日以内に、又はいかなる場合においてもエネルの構造及び目的に関し特別な要求があるときに招集されなければならない。

株主総会に出席し、議決権を行使する資格は、議決権を有する者のために通知により証明され、権限を有する仲介機関によりエネルに送付され、株主総会開催日の７取引日前の日（基準日という。）までに直近の会計記録に基づき発行されなければならない。総会において議決権を有する者は、法律の規定に従い、書面による委任状により、その者のために行為する代理人を指名することができる。また、株主は、議題における全て又は一定の事項において、エネルにより任命された代理人に、議決権の代理行使を委任する権限を有する。かかる委任は、（ｉ）議決権の代理行使権限が付与された議事についてのみ有効であり、また（ii）株主総会の開催日の２取引日前の日までにエネルにより任命された代表者に送付されなければならない。当社及び当社の子会社の従業員並びに効力ある規定に定める要件を満たす株主協会の会員である株主からの委任状の回収を円滑に進めるため、法定代理人とのその都度の合意に基づく条件及び手続によって、株主協会が通信及び委任状回収をするための仕組みが設けられている。

株主は、株主総会前でも議題における項目について質問することができ、総会招集通知には、株主総会前の質問が当社に到達しなければならない期限が明記されている。

当社の定款において別段の定めがなされている場合を除き、総会は法律により認められる全ての議題について決議するものとする。

株主総会の招集は１日のみ、又は取締役会が適切であると判断しかつ招集通知に当該理由が明記された場合は複数日で開催され、定時及び臨時株主総会の定足数及び議決権の過半数（いずれの場合も法律により規定され、当社の付属定款の第20.3条に特に規定されている過半数に影響を与えない。）を要する。

(b) 取締役及び取締役会

A. 定　員

当社は、３名以上９名以下の構成員からなる取締役会により運営される。株主総会は、上記の制限の範囲内で取締役の員数を決定する。取締役会の任期中であっても、株主総会は上記に記載の制限の範囲内で取締役会の員数を変更し、選任手続を進めることができる。このようにして選任された取締役の任期は、現任取締役の任期の終了と同時に終了する。

B. 選任及び任期

取締役会の任期は最長３事業年度までであるが、取締役は再任されうる。

取締役は、株主及び任期満了となる取締役会が提示する候補者名簿から株主総会によって選任される。各名簿において、候補者は順位をつけられて記載される。

各候補者名簿には、法律の規定する独立性要件を満たす候補者が２名以上含まれ、名簿においてはそのような候補者であることが明示して記述され、かつ、そのうち１名については最初に記載されていなければならない。

候補者名簿は、株主総会の日の25日以上前に本店に提出され、かつ、株主総会の日の21日以上前に当社の本店、当社ウェブサイト（www.enel.com）及び「eマーケット・ストレージ」(www.emarketstorage.it)と呼ばれる、正式に認可された、規制対象の情報を一元的に保存する仕組みにおいてエネルにより公開される。

いずれの株主も２つ以上の候補者名簿を提示することはできない。また、いずれの候補者も２つ以上の候補者名簿に記載されることはできず、これに違反した場合被選任資格を失う。

単独又は他の株主と共同して、適用ある法規により規定された株式資本の最低保有割合（エネルの現在の時価総額を考慮して、少なくとも株式資本の0.5%に相当する割合。）以上を表章する株主のみが候補者名簿を提出することができる。

エネルの定款の関係する規定に従って、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守することを確保するために、株主総会の通知に記載されたとおり、異なる性別の候補者を含むものとする。

候補者名簿の提出に必要とされる株式の保有は、候補者名簿が当社に提出される日において、株主の名義で登録されている株式に従って数えられる。権限ある仲介機関により振り出される当該証明書はまた、候補者名簿提出後に準備される。ただし、どのような場合であっても株主総会の日の21日前までに提供されうる。

各名簿とともに、立候補を受け入れ、自己の責任において、不適格性又は兼職禁止の原因がない旨及び当該役職に関して適用ある法律及び定款に定められた要件を満たしている旨を宣言する各候補者の宣誓書が提出されなければならない。

選任された取締役は、不適格性又は兼職禁止事由が発生した場合、及び前段落末尾に記載の要件を喪失した場合、遅滞なく取締役会に通知しなければならない。

議決権を有する者は、１つの名簿に対してのみ投票することができる。

取締役の選任手続は、以下のとおりである。

a)　選任される取締役の10分の７（端数は切り捨てる。）は、株主からの得票数が最も多い候補者名簿（以下「多数派名簿」という。）から、名簿に記載されている順に選任される。

b)　残りの取締役は、他の候補者名簿（以下「少数派名簿」という。）から選出される。このために、候補者名簿の得票数は、選任される取締役の数に従って、１、２、３その他と、整数で順次除される。こうして得られた数が、当該名簿に記載されている順に候補者に与えられる。複数の候補者名簿中の候補者に与えられた数は、１つの表で大きい順に並べられ、最も大きい数を得た候補者が取締役となる。

　複数の取締役が同じ数を得た場合、未だ取締役が選任されていない候補者名簿又は選任された取締役の数が最も少ない候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。

　いずれの候補者名簿も未だ取締役が選任されていない場合又は各名簿から同数の取締役が選任された場合、最も得票数の多い候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。当該候補者名簿から既に選任されている数も候補者名簿の得票数もどちらも同じ場合、株主総会において再度投票が行われ、単純過半数の票を得た候補者が取締役に選任される。

b-2) 多数派名簿に、上記a)に従って選任されるべき取締役の人数を達成するために十分な人数の候補者が記載されていない場合には、全ての候補者は、記載された累積的な順に候補者名簿から選任される。上記b)に従って少数派名簿からその他の取締役を選任した後で、かかる候補者名簿に用意された枠の数（合計の10分の３に等しい。）に従い、候補者名簿の容量との関係で少数派名簿の中でも最も多くの票数を得た少数派名簿（以下「第一少数派名簿」という。）から、多数派名簿によってカバーされなかった枠について、残りの取締役が選任される。候補者名簿の容量が不十分であるならば、残りの取締役は、同じ手順で次点の候補者名簿から選任され、得票数や候補者名簿の容量によって、もし必要であれば、さらに次点の候補者名簿から選任される。最後に、多数派名簿と少数派名簿を合わせて、提出された候補者名簿の全ての候補者の人数が、選任されるべき取締役の人数を下回る場合には、残りの取締役は、下記d)に従って株主総会決議によって任命される。

c)　選任の対象となる取締役を認定する目的において、候補者名簿において指名されている候補者で、獲得した投票数の割合が当該候補者名簿を提出するために必要な割合の半分に満たなかった者は、考慮に入れないものとする。

c-2) 決議及び上記の手続後、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されていない場合、様々な候補者名簿において選任されるはずであった候補者は、上記b)に示された票数システムを遵守して形成された、単一の減少順位表において処理される。かかる順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者のうち、票数が最も少なかった者は、したがって、本来選任されないはずであった、同じ候補者名簿における代表の少ないジェンダーに属する最初の候補者に取って代わられる。かかる候補者名簿において、ほかの候補者がいない場合、以下のd)に基づき規定されたとおり、取締役会における少数株主の比例代表の原則を遵守して、上記の交代は、法律に定められた株主総会の過半数をもって実行される。票数が同じである場合、交代は、最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された候補者に有利なように行われる。当該順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する最も票数の少なかった候補者の交代によっても、いずれにせよ、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が規定する最低基準に到達しない場合、上記の交代手続が、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者であって票数が２番目に少ない者について等、上記順位表の末尾から開始して、実行される。

c-3) 株主総会の議長は、上記手続の末に、選任された者を宣言する。

d)　理由の如何を問わず、上記の手続によって選任されない取締役の任命は、法に基づいた過半数の賛成により株主総会が決定するものとし、いずれの場合も株主総会は、法律の規定する独立性要件を満たす取締役が必要な人数存在し、またジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されることを確保しなければならない。候補者名簿制度は取締役全体が選任される場合にのみ適用される。

イタリア法の適用ある規定に従って、少なくとも取締役１名は、株主からの得票数が最も多い、少数株主からの名簿から選任されるものとし、得票数により第１位となった候補者名簿を提出し又はかかる名簿に投票した株主との関係を持たないものとする。

C. 取締役会

取締役会は、会長又は（会長が職務を遂行できない際には）副会長が必要と認めたときに、招集通知で指定された場所において随時開催される。また、取締役会は、法定監査役会又はその構成員それぞれにより招集されることがある。

取締役会は、２名以上の取締役（取締役が３名の場合は１名の取締役）が、当該取締役が特に重要であると考える当社の経営に関する特定の事項について決議することを書面により要請した場合にも招集されなければならない。

D. 定足数

取締役会の定足数は、現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

決議は、出席取締役の絶対多数決により採択される。賛否同数の場合は、議長が決定投票権を有する。

F. 取締役会の権限

当社の経営は、取締役の排他的な責任である。取締役は、会社の目的達成のために必要な行為を行うものとする。

法律により与えられた権限の行使に加え、取締役会は下記の事項に関する決議を採択する権限を有する。

a）法律に規定される場合における、吸収合併及び会社分割
b）支店の設立及び閉鎖
c）当社の代表権を有する取締役の選任
d）１人又は複数の株主が減少した場合の資本の減少
e）法律の条項と調和させるための定款の改正
f）イタリア国内における本店の移転

取締役会は、イタリア民法の制限の範囲内で、その構成員のうち１名に対して、委任の内容、制限及び行使の手続を定めて権限を委任することができる。取締役会は、会長の提案と最高経営責任者の同意を得た上で、他の構成員に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任することができる。

最高経営責任者は、与えられた権限の範囲内で、当社の従業員又は第三者に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任し、再委任する権限を与えることができる。

G. 当社を代表する法的権限

当社を代表し又は当社を代理して文書に署名する法的権限は、取締役会会長と最高経営責任者の双方に付与されている。取締役会会長が職務を遂行できないときは、副会長（選任されていれば）がこの権限を行使する。副会長の署名は、第三者に対して会長が欠けていることを証明するものとする。

上記法的代表者は裁判所における権限も含め、会社を代表する権限を第三者に委任することができ、かかる第三者はさらに他の者へ委任する権限を有する。

H. 報　酬

取締役会の構成員は、株主総会により決定される額の報酬を受け取る権利を有する。一旦採択された決議は、別途株主総会が他の決議を行わない限りその後の事業年度中も有効である。

定款により特定の業務を受託した取締役の報酬は、取締役会により、法定監査役会の意見を受けた後、決定される。

取締役会は、取締役会自体の内部において設置された所管の委員会の提案のもと、報酬方針及び支払報酬の報告書の承認を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれており、以下を記載している。

- 第１セクションでは、（ｉ）少なくとも、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度の翌年度についての、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明並びに（ii）かかる方針の採用及び実施に使用される手続が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。
- 第２セクションでは、承認のために株主総会に提出された財務書類の対象年度についての、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー並びに戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）に支払われる報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

(c) 法定監査役

株主総会は、３名の正規の監査役から構成される法定監査役会を選任し、その報酬を決定する。補欠の監査役３名もまた、株主総会により選任される。

法定監査役会の正規監査役及び補欠監査役は、株主により提示され、候補者が順位をつけられて記載された名簿をもとに株主総会で選出される。正規監査役の少なくとも１名は、少数株主（より多くの投票を得た候補者名簿を提出又はそれに投票した株主と直接的又は間接的な関係を持たない。）により提示された候補者名簿から選任されなければならず、法定監査役会の議長は、少数株主により提示された候補者名簿から選任された正規監査役であるものとする。候補者名簿の提出、提示及び掲載についての手続は、取締役選任に適用されるものと同じであり、かつ適用ある法律の規定及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に適合している。

ジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守して、両方のセクションを考慮して、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、正規監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席及び補欠監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席の双方において、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとする。２名の正規監査役及び２名の補欠監査役は、最多の票数を獲得した名簿から、各セクションにおいて付けられた順番により選任される。残りの正規監査役及び残りの補欠監査役は、取締役の選任について上記に記載された手続及び定款第14.3(b)条に規定された、他の候補者名簿が区分される各セクションに個別に適用される手続に従って、他の候補者名簿から選任される。

最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された監査役のうち１名が代替される場合、かかる職務には、同じ候補者名簿から選任された補欠監査役のうち筆頭の者が就く。上記の手順を通じてかかる交代が実行されると、ジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守した法定監査役会を形成しえない場合、かかる交代は、同じ候補者名簿の２番目の補欠監査役を対象としてなされる。その後、最多の票数を獲得した候補者名簿の他方の正規監査役について交代が必要となる場合、当該正規監査役の職務は同じ候補者名簿の補欠監査役によって交代される。選任された人数が監査役会の員数に満たない場合、株主総会は、上記の手続によらず、法律により規定された多数に従って決議するものとするが、いかなる場合であっても、法定監査役の構成が2000年３月30日付け法務省令第162号の第１章第１項の規定並びに少数株主の代表の原則及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に従うことを確保する方法で行うものとする。

任期満了となった法定監査役は、再任することができる。

(d) 会社財務及び株式に関する事項

本書提出日現在における当社の資本金額は10,166,679,946ユーロに相当し、無額面の普通株式10,166,679,946株からなる（「第一部－第５－１ 株式等の状況－(3) 発行済株式総数及び資本金の推移」を参照のこと。）。株式は記名式とし、１株につき１議決権が保有者に付与される。

当社の事業年度は、毎年12月31日に終了する。各事業年度の終了時に、取締役会は、法律の定めるところにより、当社の財務書類を作成する。

当社の株主は、中間配当又は年次配当を受ける資格を有する。普通株式１株を保有する株主の配当受領権はそれぞれ同順位である。

２【外国為替管理制度】

一般に、現行のイタリアの為替管理規制の下では、当社による日本の居住者に対する金員の支払に関する制限はない。

３【課税上の取扱い】

所得に対する租税に関する二重課税の回避のための日本国とイタリア共和国との間の条約(以下「本租税条約」という。)の規定は、当社株式に関して日本国居住者に対して支払われる配当金に対する源泉徴収税及びかかる株式の日本国居住者による譲渡によって実現した利益に対する源泉徴収税に関して効力を有する。以下は、イタリアにおいて恒久的施設を有さない日本の居住者に対して適用される税について簡潔に述べたものである。この項は株主に関係するイタリアの税に関する事項の全てを網羅的に記載することを意図したものではない。潜在的投資家は当社株式の取得、保有及び処分又は無償譲渡による税効果に関して税務顧問に相談することを勧める。この項において「日本国居住者」及び「恒久的施設」とは、本租税条約において定義される意味を有するものとする。

(1) イタリアにおける課税上の取扱い

(a) イタリアにおける配当金に係る源泉徴収税

イタリアの会社によってイタリアの居住者でない株主に対して支払われる配当金に対して、イタリアの法律は26%の源泉所得税を課している。

イタリアの法律によれば、普通株式を保有する非居住者は、イタリアの課税当局に対して、少なくとも返還を請求している額と同額の税金を、当該非居住者が居住している国において配当金に係る所得税として全額支払済みであるという証拠を提示することによって、配当金に対して源泉徴収された額の26分の11を上限として返還を受けることができる。イタリアの課税当局からのかかる支払を求める非居住保有者は、長期の遅延及び費用負担を経験している。

代替として、26%の源泉徴収税は、イタリアと非居住者が居住する国との間の所得税に関する条約に従って減額される可能性がある。日本とイタリアの間の条約では、適用ある源泉徴収税率は15%に低減されている（又は、配当受領者が条約に規定される参加資格を有する場合には、10%に低減される。）。

かかる規定は、日本国居住者である配当受領者が、イタリア国内に、配当された株式の保有と実質的関連を有する恒久的施設を有している場合には、適用されない。その場合には、配当金はイタリアにおいて、なお課税対象となる。

現行のイタリアの法律によれば、イタリアにおける上場会社の全株式（普通株式を含む。）は、イタリア国家証券委員会（以下「CONSOB」という。）によって認可された集中決裁制度により保有されなければならない。適用される税規定によれば、モンテ・ティトーリ・エスピーエーが運営する集中決済制度（イタリアにおいて現在認可されている唯一の制度である）を通じて普通株式が保有される場合、配当金に対する当社による源泉徴収税は適用されない。源泉徴収税の代わりに、代用税（インポスタ・ソスティトゥティーバ)が普通株式の非居住保有者に対する配当金分配に対して、源泉所得税と同率で適用される。代用税は、普通株式の預託を受け、かつ（直接に、又はモンテ・ティトーリの制度に参加する外国の集中決済制度を通じて）モンテ・ティトーリの制度に参加している居住又は非居住の仲介機関により適用される。普通株式が預託されている仲介機関が適用ある所得税条約に従って低減された税率を適用するために、非居住者保有者が従うべき手続は、次のとおりである。仲介機関は次の書類を受領しなければならない。（ｉ）当該非居住保有者を確認する資料及び当該所得税条約の適用を受けるために必要な全ての条件が存在すること及び適用ある源泉徴収に関する約定率の決定について示す資料を含んだ申告書、並びに（ii）非居住保有者の居住国の税務当局による、当該保有者が所得税条約の目的上その国の居住者であり、かかる当局が知る限り、当該保有者はイタリアにおいて恒久的施設を有さないとする証明書（かかる証明書は提出の翌年の３月31日まで効力を有する）。普通株式が非居住仲介機関に預託されている場合、かかる仲介機関はイタリアにおいて、次の者を財務代理人として任命しなければならない。すなわち、イタリアの居住者たる銀行若しくは投資サービス会社、非居住者たる銀行若しくは投資サービス会社のイタリアにおける恒久的施設、又は代用税の適用及び管理に関する全ての義務を実行する、集中預託及び決済制度の運営のためのライセンスを有する会社。

(b) イタリアにおける当社株式の売却に係る所得税

本租税条約によれば、日本における居住者である当社株式の実質的保有者は、かかる株式の売却によって実現された利益に関して、通常イタリアの所得税に服さない。ただし日本の企業がイタリアにおいて有する恒久的施設の事業用資産の一部を形成するために行った株式譲渡によって得た利益を除く。

(2) 日本における課税上の取扱い

日本の個人又は法人の所得が上記(1)の(a)及び(b)に関する記述に述べられたイタリアの租税の対象となる場合、かかる租税は、適用ある租税条約、所得税法、法人税法、相続税法及びその他の現行の関連法令に従い、その制限の範囲内で、当該個人又は法人が日本において支払うこととなる租税の計算上税額控除の対象となる場合がある。

４【法律意見】

当社のイタリアにおける法律顧問であるチオメンティ・ストゥディオ・リガーレより、大要下記の趣旨の法律意見書が関東財務局長宛てに提出されている。

（ｉ）当社は、イタリア法に基づく株式会社（ソシエタ・ペル・アジオニ）として適法に設立されかつ有効に存続している会社である。

（ii）本書の「第一部－第１ 本国における法制等の概要」、「第一部－第２－３ 事業の内容－規制及び料金問題」（イタリアの規制に関するものについて）及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等－(1) コーポレート・ガバナンスの概要」の記載は、イタリア共和国の法令の要約である部分につき、あらゆる重要な点において、適正にその内容を表示し、適正にかかる法令を要約している。

第２【企業の概況】

１【主要な経営指標等の推移】

部門開示における修正及び変更

a）修正再表示

2022年12月31日現在における比較数値の修正再表示

2022年度の連結財政状態計算書は、2023年１月１日以降に開始する年次報告期間について適用されているIAS第12号の改訂の影響を考慮して調整されているが、これはリース及びデコミッショニングのように、同一金額の課税上及び控除上の一時差異を生じさせる取引には、基準により規定される当初認識の免除が適用されないことを明確にしている。

2022年度の連結損益計算書及び連結包括利益計算書は、「IFRS第５号 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要求に従い、2023年第４四半期に売却されたルスエネルゴスビト・エルエルシーへの投資のうち非継続事業の再表示を考慮し調整されている。

2021年12月31日現在における比較数値の修正再表示

非継続事業

2021年度の連結損益計算書及び連結包括利益計算書は、「IFRS第５号 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要求に従い、非継続事業の再表示を考慮し調整されている。

セグメント報告

エネルＸ事業ラインの2021年12月31日現在の数値は、「ホールディング、サービス及びその他」に表示されている一部の純資産並びに関連する収益及び費用の新しい事業ラインであるエネルＸ・ウェイへの移転を考慮して調整されている。かかる変更はセグメントの報告に影響を及ぼし、様々な事業ラインにおいて数値の再分類が行われたものの、グループ全体の数値に変更はない。2022年12月31日現在の連結財務書類のコメント及び注記の表に記載された数値は、相互に統一され、比較可能である。

2020年12月31日現在における比較数値の修正再表示

現物決済を伴うコモディティ契約の再分類

損益を通じて公正価値で測定される（IFRS第９号の範囲に属する）、現物決済を伴うコモディティの購入又は売却契約（自己使用の例外に適格しないもの）の再表示について見直しを行うために、当グループは、2021年に連結財務書類の表示を変更した。

具体的には、2020年に、

- **報告日時点で残存するエネルギー商品の売却契約に係る未実現の公正価値損益は、「販売及びサービスからの収益」に表示されていた。**
- **報告日時点で残存するエネルギー商品の購入契約に係る未実現の公正価値損益は、「電力、ガス及び燃料」並びに「サービス及びその他原料」に表示されていた。**

2021年に、報告日時点で残存するエネルギー商品の購入又は売却契約に係る未実現の公正価値損益は、「コモディティ契約から生じた純損益」の項目の下で純額ベースで認識された。

この新しい表示方法は、「IAS第８号－会計方針、会計上の見積りの変更及び誤謬」に従った会計方針の変更である。

したがって、比較のためにのみ過年度の損益計算書残高を修正再表示する必要があり、それにより純利益又は株式資本に対する影響は生じなかった。

ブラジルの譲与契約（IFRIC第12号）に関連する資産の公正価値による再測定の再分類

損益において、ブラジルのIFRIC第12号の適用範囲の譲与契約に関連する金融資産の公正価値による再測定の再表示について見直しを行うため、2021年に、契約資産の公正価値による再測定に言及していることから、収益は、金融収益から顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号）に再分類された。

つまり、以下の表は、2020年12月31日現在の比較数値を修正再表示するために、原価、収益、コモディティ契約から生じる純損益及び金融収益の再分類を報告している。

b）部門開示における変更

2024年12月31日現在のセグメント表示における変更

事業ライン別の業績表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に引き続き基づいている。

事業セグメントに関する開示については、経営層が事業ライン別に業績を報告していることから、当グループは以下の報告セクターを採用している。

・第１セグメント：　事業ライン

・第２セグメント：　地理的領域

したがって、事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、結果はまず初めに事業ライン毎に測定及び評価され、その後初めて地理的領域別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

この点について、組織の簡略化プロセスに沿って、第２セグメント（地理的領域）別の数値は、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及び中米、米国及びカナダ、メキシコ、その他の国から成る「世界の他の地域」に関連する責任の範囲及びそれに伴う業績監視システムを考慮し、修正再表示されていることに留意すること。

これらの変更に伴い、2023年の数値は比較のためにのみ調整された。組織は引き続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、ホールディング並びにサービス）及び地理的領域（イタリア、イベリア、世界の他の地域、中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

2023年12月31日現在のセグメント表示における変更

事業ライン別の業績表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に引き続き基づいている。

事業セグメントに関する開示については、経営層が事業ライン別に業績を報告していることから、当グループは以下の報告セクターを採用している。

・第１セグメント：　事業ライン

・第２セグメント：　地理的領域

したがって、事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、結果はまず初めに事業ライン毎に測定及び評価され、その後初めて地理的領域別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

この点について、2023年に開始された組織の簡素化プロセスにより、事業ライン及び地理的領域が再編されることとなり、当グループの業績を監視し投資家に提示するために経営陣が使用する手法に基づいたセグメントの業績を示すために、結果として開示の対象となるセグメントを再定義する必要性が生じたことに留意すること。

特に、第１セグメント（事業ライン）別の数値の表示については以下のとおりである。

・2022年12月31日に終了した年度のエネルＸの数値は個別に表示されていたが、現在はエンドユーザー市場で報告されている。

・2022年12月31日に終了した年度のエネルＸ・ウェイの数値は「ホールディング、サービス及びその他」に表示されていたが、現在はエンドユーザー市場で報告されている。

第２セグメント（地理的領域）別の数値の表示については、南米、欧州、北米、アフリカ、アジア及びオセアニアの数値は、「世界の他の地域」エリアに統合されている。組織は引き続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、エネルＸ、ホールディング及びサービス）及び地理的領域（イタリア、イベリア、世界の他の地域、中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

2021年12月31日現在のセグメント表示における変更

事業ライン別の業績表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に引き続き基づいている。

事業セグメントに関する開示については、経営層が事業ライン別に業績を報告していることから、当グループは以下の報告セクターを採用している。

・第１セグメント：　事業ライン

・第２セグメント：　地理的領域

したがって、事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、結果はまず初めに事業ライン毎に測定及び評価され、その後初めて国別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

組織は引き続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、エネルＸ、サービス並びにホールディング／その他）及び地理的領域（イタリア、イベリア、欧州、中南米、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア、中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

2020年12月31日現在のセグメント表示における変更

2020年、本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり当グループが採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業分野別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１セグメント：　事業ライン

・第２セグメント：　地理的セグメント

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は各事業ラインに関して最優先で測定及び評価されて、その後に国別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

組織モデルは、引き続き区分の基盤に基づくものであるが、形式的には火力発電会社に帰属する大規模な水力発電事業の機能的な割当てを含めて、地理的セグメントによる様々な区分への、エネル・グリーン・パワー事業ラインの様々な企業の統合、及び地理的セグメントの定義（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／ホールディング）を規定する。加えて、事業構造は以下のとおり整理される。火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルＸ、サービス並びにホールディング／その他。

様々な事業ラインの業績の表示を改善するために、2020年３月31日から、南米及びメキシコにおける発電会社により管理されている大口顧客に関するデータは、エンドユーザー市場事業ラインに再分配された。その結果、検討対象の２年間について数値の十分な比較可能性を確保するために、2019年の比較数値は適切に調整された。

「第一部－第６－４ 日本と国際財務報告基準における会計原則及び会計慣行の相違」を参照のこと。

	12月31日に終了した事業年度			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）			
営業収益	92,882	15,173	73,914	12,075
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	9,423	1,539	8,572	1,400
その他	72,344	11,818	55,358	9,043
営業費用合計	81,767	13,357	63,930	10,444
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	(2,966)	(485)	477	78
営業利益	10,832	1,770	15,494	2,531
金融収益	6,049	988	7,082	1,157
金融費用	9,424	1,540	10,483	1,713
持分法による投資利益／（費用）	(41)	(7)	(210)	(34)
税控除前利益	7,416	1,211	11,883	1,941
法人税	2,778	454	3,654	597
継続事業からの利益	4,638	758	8,229	1,344
非継続事業からの利益	(371)	(61)	-	-
純利益（少数株主持分控除前）	4,267	697	8,229	1,344
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.32	52	0.67	109
発行済株式数（百万株）	10,167	1,661		

	12月31日現在			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	89,801	14,670	94,584	15,451
流動資産	44,616	7,288	40,872	6,677
資産合計	195,224	31,892	187,139	30,571
流動負債(2)	42,944	7,015	38,579	6,302
短期負債(3)	13,855	2,263	11,084	1,811
長期負債(4)	61,085	9,979	60,000	9,802
株主資本	31,755	5,187	49,171	8,033

	12月31日に終了した事業年度			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	14,620	2,388	13,223	2,160
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,610)	(1,733)	(4,108)	(671)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(8,361)	(1,366)	(7,989)	(1,305)

	12月31日に終了した事業年度			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	(ただし、１株当たりの金額を除く。)			
営業収益	81,900	13,379	135,653	22,160
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	9,682	1,582	8,725	1,425
その他	71,009	11,600	122,964	20,087
営業費用合計	80,691	13,182	131,689	21,513
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	2,523	412	2,365	386
営業利益	7,551	1,234	11,193	1,828
金融収益	5,403	883	8,287	1,354
金融費用	8,147	1,331	10,743	1,755
持分法による投資利益／（損失）	571	93	(60)	(10)
税控除前利益	5,378	879	8,677	1,417
法人税	1,620	265	3,523	576
継続事業からの利益	3,758	614	5,154	842
非継続事業からの利益	99	16	(2,234)	(365)
純利益（少数株主持分控除前）	3,857	630	2,920	477
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.31	51	0.15	25
発行済株式数（百万株）	10,167	1,661	10,167	1,661

	12月31日現在			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	84,572	13,816	88,521	14,461
流動資産	65,132	10,640	66,063	10,792
資産合計	206,940	33,806	219,874	35,919
流動負債(2)	58,421	9,544	51,071	8,343
短期負債(3)	17,337	2,832	21,227	3,468
長期負債(4)	54,500	8,903	68,191	11,140
株主資本	29,653	4,844	28,655	4,681

	12月31日に終了した事業年度			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	9,915	1,620	8,649	1,413
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,875)	(1,777)	(13,626)	(2,226)
財務活動によるキャッシュ・フロー	3,931	642	7,394	1,208

	12月31日に終了した事業年度	
	2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	(ただし、１株当たりの金額を除く。)	
営業収益	63,642	10,397
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費、償却費及び減損損失	8,448	1,380
その他	49,002	8,005
営業費用合計	57,450	9,385
コモディティリスク管理からの純利益／(損失)	(99)	(16)
営業利益	8,455	1,381
金融収益	4,520	738
金融費用	7,213	1,178
持分法による投資利益／(損失)	(299)	(49)
税控除前利益	5,463	892
法人税	1,841	301
継続事業からの利益	3,622	592
非継続事業からの利益	-	-
純利益(少数株主持分控除前)	3,622	592
１株当たり利益(1)(ユーロ／円)	0.26	42
発行済株式数(百万株)	10,167	1,661

	12月31日現在	
	2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
有形固定資産(純額)	78,718	12,859
流動資産	33,137	5,413
資産合計	163,453	26,702
流動負債(2)	31,466	5,140
短期負債(3)	9,513	1,554
長期負債(4)	49,519	8,089
株主資本	28,325	4,627

	12月31日に終了した事業年度	
	2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動によるキャッシュ・フロー	11,508	1,880
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,117)	(1,653)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(3,972)	(649)

	12月31日現在				
	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	84.0	87.1	84.6	81.4	81.0
純発電量(TWh)(1)	207.1	222.6	227.8	207.3	191.9
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	298.2	309.4	321.1	300.9	273.5
電力供給量総計(TWh)	485.2	510.6	507.5	489.4	481.2
エンドユーザーに対する天然ガス販売量 (十億立方メートル)	9.7	9.9	10.2	8.3	7.1
従業員数	66,717	66,279	65,124	61,055	60,359

(1) ジョイント・ベンチャーを通じた純発電量も含めると、2024年12月31日現在の総発電量は206.9TWhとなる。同様に、2024年12月31日現在の再生可能資源による発電量は148.3TWh(2023年12月31日現在は140.3TWh)となる。
(2) 短期負債を除く。
(3) １年内返済予定長期負債を含む。
(4) １年内返済予定長期負債を除く。

２【沿革】

当社は、イタリアの約1,250社の民間電力会社の国有化の一環として、国営企業のエンテ・ナツィオナーレ・ペル・レネルギア・エレットリカとして1962年12月に設立された。1992年、当社は、イタリアの法律に基づいて、株式会社としてエネル・エスピーエーとなり、その株式は、イタリア政府がイタリア経済財務省を通して所有した。

現行の法令又は当社の定款に基づき、エネルは、2100年12月31日まで存続し、株主総会の決議により１又は複数回存続期間を延長することができる。当社は、主にイタリアで事業を展開しているが、その他にスペイン、スロバキア、ルーマニア、ブルガリア、ラテンアメリカ、北米、ロシア、フランス及びギリシャでも事業を行っている。当社の登記上の本店の所在地は、イタリア共和国　ローマ市　ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137である。

当社事業の発展における重要な事柄

a）自由化及びその後の発展

1999年４月１日にベルサーニ法令が施行されるまでは、イタリアの電力市場は厳しく規制されていた。ベルサーニ法令によって、発電会社が請求するエネルギー価格を市場で自由に決定することが可能となる、イタリアの電力市場の自由化が始まった。ベルサーニ法令及びその他自由化改革は、以下を含む当グループの事業における重要な変更を要求した。

・当グループの主要事業を分離し、別個の関連子会社に割り当てた（1999年10月開始）。
・イタリアの国有送電網の経営及び管理並びに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN（その後の名称は、ジェストーレ・デイ・セルヴィツイ・エレットリシ（GSE））に譲渡した。続いて、イタリアの送電網の90%超を保有する当社の旧完全子会社テルナの株式の94.88%を売却した。その結果、テルナは2005年９月15日付けで連結対象外となった。
・３つの発電会社（当グループの発電容量のうち約15,000MWを供給）及びいくつかの地方配電会社を売却した。

民営化

MEFもまた、自由化改革によって当社に対する持分を減少させねばならなくなった。1999年11月、MEFは当社の新規株式公開において当社の株式資本の32%を売却した。かかる新規株式公開の一環として、当社の米国預託株式（ADS）は、ニューヨーク証券取引所に上場され、当社の株式は、イタリア証券取引所によって運営されるイタリアの電子取引市場であるメルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオに上場された。MEFは、かかる新規株式公開の後にも2003年、2004年及び2005年に、国内外の機関投資家及び／又はイタリア国内における一般投資家に対して当社株式の募集を何度か行った。MEFの直接保有は、これら募集によって21.1%にまで減少した。2003年、MEFは、MEFが70%の持分を保有するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ（以下「CDP」という。）に対して当社株式資本の10.35%を売却し、当社株式のCDPを通じた間接保有を増加させた。2009年５月６日及び５月28日の決議に基づく当社の増資の全額引受け後、MEFによる直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、CDPによる所有は当社の株式資本の17.36%となった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%のエネル・エスピーエーの株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。2015年２月に、MEFにより保有されたエネル株式は、イタリアの適格機関投資家（CONSOB第11971/1999号の34-3，comma 1，let．Bに定義される。）及び国内外の機関投資家に対する短期間で行うブックビルディングによりMEFから売却された後、MEFの保有割合は31.24%から25.50%に減少した。

2007年12月、当社は、ニューヨーク証券取引所における上場を廃止し、2008年３月に証券取引委員会（SEC）への登録及び関連する1934年証券取引法に基づく報告義務を終了した。当社の普通株式はテレマティコ（現在の名称は、ユーロネクスト・ミラノ証券取引所）に上場を継続する。このイタリア証券取引所は当社の普通株式の主な取引市場である。

当グループの再編及び事業の多角化

エネルギー市場の自由化及び当社の主要事業の必然的な縮小の結果、当グループは事業の多様化を図る戦略及び新規市場（電気通信事業部門を含む。）の拡大に注力した。とりわけ以下に注力した。

・当社は事業持株会社となり、その部門は特定の事業部門に注力する電力会社に転換された。かかる枠組みにおいて、その他の会社としてエネル・プロデュツィオーネ及びエネル・ディストリブッツィオーネが設立された。発電、送電及び配電活動の経営目的上、分離化を追求するとともに、エネルギー取引、発電所の建設及び環境サービスの供給等の新たな事業分野が設定された。

・ドイツ・テレコムによるウィンド（1997年に当社、フランス・テレコム及びドイツ・テレコムにより設立された電気通信会社）の株式の処分並びに当社及びフランス・テレコムによる当該株式の取得を受けて、2000年に当グループは、ウィンドの保有株式を増加させた。

・2002年、当社はインフォストラーダ（その後、イタリアで主要な電気通信会社の１つを設立するためにウィンドに併合された。）の100%買収に関して、ボーダフォンと契約を締結した。ただし、当グループはその後この事業から撤退した。

国際化及びエネルギー事業への注力

上記のベルサーニ法令に従って行われた事業の多角化及び組織再編のプロセスの後、当社は方針を変え、再度当グループの中核のエネルギー事業（電力及びガス）に注力する新たな戦略に着手した。

b）過年度における重要な事象

・当グループは、2002年のスペインの発電及び電力供給会社ヴィエスゴ（その後エーオンに売却された。）の買収並びに2003年にはブルガリアの発電会社エネル・マリッツァ・イースト・スリーの買収を通じて、2002年以降国外における電力事業の拡大に乗り出した。かかる買収に続き、北米及び中南米において再生可能資源に特化している発電会社の買収も行い、また、スペインに合弁企業であるエネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを設立した。その後数年間にわたり、数多くの追加の買収を完了させた。

・2005年２月、当社は、2006年より有効となる、スロバキアで最大規模を誇る発電会社であるスロベンスケ・エレクトラーネの株式66%を取得する契約に署名した。取引価格は約840百万ユーロであった。

・2005年４月、当社は総額対価約112百万ユーロで、エレクトリカ・バナト・エスエー（その後の名称は、エネル・ディストリビューティ・バナト・エスエー（以下「ディストリビューティ・バナト」という。））及びエレクトリカ・ドブロジャ・エスエー（その後の名称は、エネル・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー（以下「ディストリビューティ・ドブロジャ」という。））の株式51%を取得した。

・2006年12月、中核のエネルギー事業に注力する目的に従い、当社はウィンドの持株会社であるウェザーの保有株式26.1%（当時）の譲渡をしたため、電気通信事業部門でのプレゼンスがなくなった。2008年６月４日、当社は、ウェザー・インベストメンツⅡエスエーアールエルから、ウィンドの残存する持分の売却価格1,962百万ユーロの最終的な分割分として、1,025百万ユーロを受領した。

・2007年４月、当社及びスペインのパートナーであるアクシオーナは、スペインの主導的な電力会社エンデサの株式100%に対し、共同株式公開買付けを行った。成立した公開買付けの終了及び決済の後、当社はエンデサ株式の67.05%を保有した。2009年６月、当社及びアクシオーナは、アクシオーナが直接的又は間接的に所有するエンデサ株式の25.01%のエネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）に対する移転について2009年２月に締結した新たな契約を実施した。かかる取引の後、当社は、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）を通じて、その後エンデサの92.06%の持分を所有し、同社の完全な支配権を有することとなった。

・2007年６月、当社及びルーマニアの民営化機関であるAVASの完全子会社エレクトリカは、ブカレストの配電網を所有し運営しているエレクトリカ・ムンテニアの過半数株式の民営化契約に署名した。取引価格は820百万ユーロであった。

・2007年６月21日より開始され、2007年10月26日に終了したいくつかの株式買付けにおいて、当社は、ロシアの発電会社であるOGK-5の37.15%を取得した。OGK-5はロシアの６大火力発電会社の１つであり、国内の様々な地域に４つの火力発電所（総発電容量約8,700MW）を有していた。2008年、当社はOGK-5の全株式の公開買付けを行い、かかる会社の支配持分の58.80%を取得し、ロシアの電力市場では初の垂直統合を経た外国会社となった。当社がその子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング（EIH）を通じて行った公開買付けにより、EIHのOGK-5に対する持分は59.80%となった。その後の処分及び会社経営陣からの少数株式の購入により、2010年12月31日現在のEIHのOGK-5に対する持分は、約56.43%相当であった。
・2008年４月25日、当社は、エレクトリカ・ムンテニアの50%の持分を395百万ユーロの対価でエレクトリカから取得した。同時に、エレクトリカ・ムンテニアの株主により、425百万ユーロの当社割当増資が承認された。これらの取引により、当社の持分割合は64.4%に上昇した。かかる取得に関連して、当社は、３年間有効なプット・オプションをエレクトリカに付与した。当該オプションは、エレクトリカに対して、同社が引き続き保有している株式の13.6%以上、及び民営化に際してエレクトリカ・ムンテニアの株式資本の10%を上限として引受権をエレクトリカ・ムンテニアの従業員に与える仕組みの一環として従業員に対して売却されなかった株式を売却する権利を与えるものである。その結果、オプションの対象となりうる株式は、最低で約13.6%から最大で23.6%（従業員が株式引受権を行使しなかった場合）の間で変動することが想定された。エレクトリカ・ムンテニアは、エネル・エネルジー・ムンテニアとエネル・ディストリビューティ・ムンテニアの２社に分割された。当社又はエレクトリカが保有していない各社の12%の持分は、フォンダル・プロプリエタテ・エスエーが保有した。
・2008年10月30日、エニ、当社及びガスプロムは、既存の協力関係を一層推し進めていくことで合意した。セヴェレネルジア及びその子会社の発展に関する契約並びに2007年の契約で想定されていたガスプロムへのセヴェレネルジアに対する持分の付与に関する契約に全当事者が署名した。当該付与は2009年５月15日を効力発生日として実行された。当社及びエニは同日、セヴェレネルジアの株式資本に対する51%の持分をガスプロムに売却する旨の契約をガスプロムと締結した。セヴェレネルジアは、アルクティック・ガス、ウレンゴル及びネフテガステクノロギアの全株主資本を保有していた。本取引は2009年９月に完了し、セヴェレネルジアに対する当社の持分は40%から19.6%に減少し、エニの持分は60%から29.4%に減少した。
・2009年４月29日の当社臨時株主総会において、最大で合計８十億ユーロ（プレミアムを含む。）の複数回の増資を行う権限が取締役会に与えられた。かかる権限は、2009年１月１日から、配当権の付された１株当たりの額面価額１ユーロの普通株式の発行を通じて、遅くとも2009年12月31日までに、１回又は複数回に分けて行使され、この普通株式は、当社の株主へは優先的に付与されるものであった。かかる権限の下、取締役会は増資の手続及び条件を策定する権限、特に次の事項を決定する権限を有した。すなわち、（ⅰ）実際の増資額、（ⅱ）プレミアムを含む株式の引受価格（同様の取引の予約権割当及び市場慣行に先立って、当社の株価及び市況が考慮される。）並びに（ⅲ）発行する新株の数及び関連する優先引受割合である。増資の決定において、2009年７月９日、CDPは、直接付与された権利及び経済財務省に付与された権利（同省からCDPへの権利の移転に従う。）の両方を行使し、当社の発行株式の約31.24%及び当社の新株式資本の約10.69%に等しい1,005,095,936株の新規発行の当社普通株式を引き受け、その総額は2,492,637,921.28ユーロとなった。それゆえ、当社の増資の完全な引受け及び取引の完了に伴い、CDPは、当社の株式資本の約17.36%を保有した。一方で、同省は約13.88%の株式を直接保有した。結果的に、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーであるバンカIMI、JPモルガン及びメディオバンカにより調整及び管理がなされる引受分については、株式の引受けを行う必要がなかった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%の当社の株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。
・2010年３月16日、エンデサは、エンデサ・ヘラスの売却について、パートナーのミティリネオス・ホールディングとの間で合意に達した。かかる取引は、いくつかの許可を取得することを条件としており、2010年７月１日付けで完了した。具体的には、ミティリネオスは、エンデサが有するエンデサ・ヘラスの持分50.01%を140百万ユーロで取得することについて合意した。そして、当社は、合計15MWの発電容量の水力発電所及び風力発電所（稼働中及び建設中を含む。）を20百万ユーロでミティリネオスから取得した。

・2010年６月18日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）は、イタリア証券取引所に、電子証券取引所（メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ（MTA））において株式を取引できるよう認可を求める申請を提出し、公募のための目論見書の公開及び株式上場の承認をCONSOBに求めた。2010年10月30日、当社は、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーらと協議の上、１株当たり1.60ユーロの最終募集価格を設定した。この最終価格は、公募及び機関投資家向け私募とも同じ設定で、とりわけ、イタリア及びイタリア国外の金融市場の状況、機関投資家からの関心表明の量及び質、並びに公募において受け取る申込数を考慮して設定された。

・2010年７月１日、エンデサは、レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（REE）と、エンデサの完全子会社であるエンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカが所有していた送電ネットワークを、REEの子会社に売却することにつき合意した。かかる売却は、REEを送電業務を実施する唯一の企業として指定する法律第17/2007号の規定に従って、実施された。かかる契約は、稼働中の資産及び建設中の資産両方について言及していた。約1.4百万ユーロの支払を要求するかかる契約は、必要な行政上の許可を取得することを条件として、効力が発生するものであった。2010年12月13日、かかる売却は完了し、エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカは、売却された電力供給網の維持管理についての支払として66百万ユーロを追加で受領した。

・2011年６月28日に、オランダの子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ（EIH）は、コンターグローバル・エルピー（以下「コンターグローバル」という。）と、2011年３月14日に合意した契約を履行し、オランダで登録された会社であるマリッツァ・イースト・スリー・パワー・ホールディング及びマリッツァ・オーアンドエム・ホールディング・ネザーランドの全株式資本のコンターグローバルへの売却についての取引を終了した。これらの会社はそれぞれ、発電容量908MWの褐炭燃料発電所の所有者であるブルガリアの会社のエネル・マリッツァ・イースト・スリー（以下「マリッツァ」という。）の73%並びにマリッツァの発電所の稼働及び維持管理について責任を有するブルガリアの会社であるエネル・オペレーションズ・ブルガリアの73%を所有していた。株式売却についてコンターグローバルにより支払われた合計価格は、230百万ユーロであった。

・2013年３月28日に、当社のチリにある子会社であるエネルシス・エスエーの増資が首尾よく完了し、発行された新規普通株式16,441,606,297株全てが引き受けられ、その合計は約６十億米ドルに相当するところ、そのうち約2.4十億米ドルは現金で支払われた。かかる取引の完了の結果、子会社のエンデサは、直接的に、また完全子会社であるエンデサ・ラティノアメリカ・エスエーを通じて、エネルシス・エスエーの株式資本の約60.6%を引き続き保有した。エネルシス・エスエーは、電力の生成、配送及び販売のための南米における当グループの唯一の投資ビークルとなった（エネル・グリーン・パワーにより保有された資産及びかかる地理的領域の再生可能エネルギー分野においてエネル・グリーン・パワーが将来展開する資産を除く。）。

・2014年７月30日に、エネル・エスピーエーの取締役会は、イベリア半島及びラテンアメリカにおける当グループの運営を再編成するための計画を承認した。かかるプロジェクトの主な目的は以下のとおりであった。

－当グループの会社体系を新たな組織体系に合わせること、ラテンアメリカで運営を行っている会社の支配チェーンを簡素化すること及び当グループのキャッシュ・フローを最適化するための条件を設定すること。

－既存の事業基盤の展開並びにスペイン及びポルトガルにおける事業競争力の活用に焦点を当てた新たな事業計画の手法により、イベリア半島におけるエネルギー市場の主導的な会社としてのエンデサの運営に注力すること。

・2014年11月25日に、機関投資家向け公募を取り扱う銀行コンソーシアムを代表して安定操作代理人として活動するクレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、募集価格１株当たり13.50ユーロのエンデサ株式合計30,270,000株につきグリーンシューオプションを全て行使した。グリーンシューオプションが行使されると、エネル・エナジー・ヨーロッパ（その後の名称は、エネル・イベロアメリカ）が開始したグローバル・オファリングにより、合計3,132,945,000ユーロの対価でエンデサ株式232,070,000株（株式資本の21.92%に相当する。）が売却された。グリーンシューオプションの行使をもって、安定操作期間（当初は2014年12月15日に終了する予定であった。）は終了した。クレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、エンデサ株式の安定操作取引を実行しなかった。

2016年における重要な事象

- **2016年３月上旬、2015年12月31日から「売却目的保有」として分類されていたコムポスティーリャ・アールイーの処分が完了した。売却価格は101百万ユーロ（同社は約111百万ユーロの流動資産を所有していた。）であり、約19百万ユーロの利益が発生した。**
- **2016年５月１日に、米国において風力発電セクターに従事している企業であるドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの65%を処分した。売却価格は72百万ユーロであり、売却益約２百万ユーロと残りの35%の公正価値による再評価による約４百万ユーロの利益が発生した。**
- **2016年７月13日、アップストリーム・ガス・セクターにおけるイタリアの資産（21の海上及び陸上ガス田の権益の申請及び探査の認可）を保有していたエネル・ロンガネージの処分が完了した。この売却の対価は最大で30百万ユーロであり、このうち約７百万ユーロは直ちに回収され、残額の受取権利（分割払い）については、2019年に予定されたエミリア＝ロマーニャ州にあるロンガネージ・ガス田での生産開始及びガス市場における価格開発といった多くの条件に左右された。かかる価値は既に見積実現可能価額に調整されているので、損益を通じた資本損失は認識されなかった。**
- **2016年７月28日、スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）の66%を保有しているスロヴァク・パワー・ホールディング（以下「SPH」という。）の50%の処分が完了した。具体的には、エネル・プロデュツィオーネ及びイーピー・スロバキアの間で2015年12月18日に調印された契約の締結により、エネル・プロデュツィオーネは、エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング（以下「EPH」という。）の子会社であるイーピー・スロバキアに対するSPHの50%の売却を完了した。２つのフェーズで支払われた対価の総額は750百万ユーロ相当（このうち150百万ユーロは直ちに現金で支払われた。）であったが、金額については一定の調整方法が適用され、かかる金額は外部の専門家が計算し、SEの財務状態の動向、スロバキア市場でのエネルギー価格の動向、契約に規定されたベンチマークに基づき測定されたSEの業務の効率性並びにモホフチェ第３号基及び第４号基の事業価値を含む一連のパラメーターに基づいて、第２フェーズの完了時に適用される。したがって、かかる処分によって発生した債権は、損益を通じた公正価値で測定された。上記と同様のパラメーターが、SPHジョイント・ベンチャーの利益の回収可能価額の決定に使用された。**
- **2016年10月１日、従前持分法を使用していたディストリビュイドラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカ（以下「DEC」という。）の支配権の取得が、DECをコデンサ（既に株式の49%を保有していた。）に併合させることにより完了した。**
- **2016年11月21日に、政府の取り決めの変更に従い、米国における再生可能エネルギー発電プロジェクトのディベロッパーであるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（EGPNA REP）について、株式１%を12百万ユーロで売却することにより、支配権を喪失した。それ以降、EGPNA REPは、持分法適用会社となった。かかる取引は、２百万ユーロの利益の認識及びEGPNAにより引き続き保有されていたEGPNA REPの50%の公正価値による再測定による収益95百万ユーロの認識を含む。**
- **2016年11月30日に、フランスの火力発電会社であるエネル・フランスの100%をほぼ無対価で処分し、４百万ユーロの損失となった。**
- **2016年12月20日に、エネル及びCDPエクイティ（以下「CDPE」という。）によるエネル・オープン・ファイバー（その後の名称はオープン・ファイバー（OF））の増資により（その後はエネル及びCDPEがOFの同等の持分を保有している。）、OFの支配権を喪失した。これによりOFは持分法適用会社となった。**
- **2016年12月28日に、シマロン及びリンダール風力発電所をEGPNA REPジョイント・ベンチャーへ売却した。資本集約を抑える「建設、売却及び運営」のアプローチに基づく新たな産業成長戦略のスタート地点であり、国際レベルでのプロジェクト・パイプラインの開発加速を意図している。支配権の喪失により、37百万ユーロの利益が生み出された。**
- **2016年12月30日に、ベルギーにおける火力発電会社であるマルシネル・エネルジーの100%を総額36.5百万ユーロで処分した（全額支払済）。2016年に、マルシネルの純資産価値は、51百万ユーロの減損損失の認識に伴う推定実現可能価値に調整された。売却価格は、アーンアウト条項を含む顧客価格の調整により決定された。**

上記の連結範囲の変更に加えて、以下の取引は、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2016年２月29日、イタリアで水力発電セクターを運営している企業であるハイドロ・ドロミティ・エネルの残りの持分を処分した。売却価格は、当初335百万ユーロと見積もられていた。その後、最終的な処分価格に基づいて更新された契約価格式を適用した価格調整（マイナス22百万ユーロ）の決定を受けて、124百万ユーロの売却益が認識された。
・2016年３月31日、エネル・グリーン・パワーの非比例会社分割が行われた。この会社分割はその一環としてエネル・エスピーエーによる増資を伴うものであったが、会社分割を受けて当グループの同社における持分は68.29%から100%へと増加し、その結果として非支配持分が減少した。
・2016年５月３日、イタリアにおいて風力発電セクターに従事している企業であるマイコール・ウィンドの残りの40%を獲得し、単独株主となった。
・2016年７月27日、エネルの完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・インターナショナルが、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（以下「EGPE」という。）の60%を、既に残りの40%を所有しているエンデサの子会社であるエンデサ・ジェネラシオンに売却し、エンデサ・ジェネラシオンはEGPEの単独株主となった。連結財務書類において、かかる取引により、この時点から、当グループの持分を減少（88.04%から70.10%）させた。
・2016年12月１日に、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカス（いずれもエネルシス、エンデサ・チリ及びチレクトラの会社分割によって設立された会社である。）がエネル・アメリカスに併合された。当該取引の株式交換比率及び両社の株主による解約権の行使という複合的な影響により、エネル・アメリカスが直接的又は間接的に保有する両社の持分割合は変化した。

2017年における重要な事象

・2017年１月10日に、米国に本部を置き、ソフトウェア・ソリューション及びスマート電力貯蔵システムを専門に扱うディマンド・エナジー・ネットワークスの100%を取得した。
・2017年２月10日に、再生可能エネルギー部門で事業展開するメキシコ企業であるマス・エネルジアの100%を取得した。
・2017年２月14日及び2017年５月４日に、ブラジルのゴイアス州で事業展開する送配電企業のエネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（旧CELG-D）の94.84%及び5.04%（合計99.88%）をそれぞれ取得した。
・2017年５月16日に、電力貯蔵部門で事業展開する英国企業であるタインマス・エナジー・ストレージの100%を取得した。
・2017年６月４日に、アベリノ地方に風力発電所を２基所有するアメック・フォスター・ウィーラー・パワー（その後の名称は、エネル・グリーン・パワー・サンニオ）の100%を取得した。
・2017年８月７日に、前株主に対するEGPNAの提案の承諾に従いエナノック・グループの100%を取得した。
・2017年10月25日に、電気モビリティ管理システムで事業展開する米国企業であるイーモーターワークスの100%を取得した。
・2017年12月に、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは現物株契約を用いて子会社であるEGPNA・ロッキー・キャニー・ウィンドのクラスA株式80%を処分した。取引の合計金額は233百万米ドルであり、４百万ユーロの資本利得を生んだ。

上記の連結範囲の変更に加えて、以下の取引は、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2017年10月５日に、株式市場取引において、エネル・ディストリビュシオン・ペルーの7.7%を80百万米ドルで取得した。

2018年における重要な事象

・2018年３月12日に、ドイツに本社を置く地熱発電所を開発する会社であるエルドワルム・オベルランド・ゲーエムベーハーの86.4%を処分した。取引の合計金額は、0.9百万ユーロ（実現資本利得１百万ユーロ）であった。

・2018年４月２日に、エネル・ジェネラシオン・チリの少数株主持分の33.6%を取得し、それによりエネル・チリが保有するエネル・ジェネラシオン・チリ持分は93.55%に増加した。加えて、同日に、再生可能エネルギーの会社であるエネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの併合が実施された。

・2018年４月３日に、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャを通じて、パルケス・エオリコス・ヘスティンベー・エスエルユー及びパルケス・エオリコス・ヘスティンベー・ジェスティオン・エスエルユーの100%を57百万ユーロ（うち15百万ユーロは既存債務引受け）で取得することが完了した。

・2018年６月７日に、エネル・スデステは、当初株主として参加した後で、ブラジルの配電会社であるエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（旧名称エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー）の支配権を取得した。株式100%を目指した公開買付けは、2018年７月４日に終了した。2018年９月30日に、当該会社は、当グループにより95.88%保有されていることに基づき連結された。

・2018年７月25日に、子会社であるエンデサ・レッドを通じて、北アフリカのセウタ自治都市内で配電及び電力販売を行っている会社である、エンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタ・エスエーの94.6%を取得した。

・2018年９月28日に、長期にわたる機関投資家であるケース・ドゥ・デポ・エ・プラスメント・ドゥ・ケベック（以下「CDPQ」という。）及び主要なメキシコの年金基金の投資ビークルであるシーケーディー・インフラストラクチュラ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ（以下「CKD IM」という。）に対する、メキシコで稼働中又は建設中の８基の発電所を所有する８の特別目的事業体の80%を売却した。取引終了後、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーはその株式資本の20%を保有した（それらの会社はその後持分法を用いて計算された。）。

・2018年10月18日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーがフィナーレ・エミリアのバイオマス発電所を処分した。

・2018年12月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、その完全所有子会社であるエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエーを処分し、一方、セロラルゴに50MWのメロウィンド風力発電所を保有するエストレラダ・エスエーを保有した。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、買収又は管理能力の欠如にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・エネル・チリを通じて93.55%の直接保有（以前の持分は59.98%であった。）を達成するために、エネル・ジェネラシオン・チリの非支配持分の取得を含むチリの「エルキ」事業の企業再編成を行った。エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの併合によりエネル・グリーン・パワー・チリの保有持分は減少した（グループレベルで100%から61.93%へ）。エネル・チリの保有割合は60.62%から61.93%に増加した。

・2018年７月３日に、エネルは、エネルX・インターナショナルを通じて、ユフィネット・インターナショナルの100%が譲渡されたビークルカンパニー、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの約21%を150百万ユーロで、シックスス・シンヴェン・ファンド（国際的なプライベート・エクイティ会社シンヴェンにより管理されたファンド）によって管理されている持株会社から取得した。ユフィネットは、南米での主要な光ファイバーネットワーク運営会社である。シックスス・シンヴェン・ファンドはまた、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの79%を保有していた。

・2018年12月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、エネル・グリーン・パワーの完全所有子会社であるマルテ・エスアールエルを通して保有している、ジョイント・ベンチャーであるEFソラーレ・イタリア・エスピーエー（以下「EFSI」という。）の50%の持分を、ジョイント・ベンチャーの他のパートナーであるF2i SGRエスピーエーに214百万ユーロで売却した。販売契約書の条項に基づき、イタリアで稼働中の太陽熱発電所の購入及び運営を行っているEFSIは、約1.3十億ユーロ（うち約430百万ユーロは資本、うち約900百万ユーロは負債）の企業価値を譲渡された。当該売却は、65百万ユーロのキャピタル・ゲインをもたらした。

・2018年12月、エネル・エスピーエーは、エネル・アメリカスの持分を最大５%を上限として増加させるために金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、持分を2.43%増加させた。

2019年における重要な事象

・2019年３月１日に、過去にメルキューレ・バイオマス発電所から構成される事業ユニット及び関連する法的関係を移転した会社である、メルキューレ・エスアールエルの100%を処分した。かかる取引価格は168百万ユーロであった。
・2019年３月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、米国の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」といい、その後「エネル・ノース・アメリカ」に名称変更された。）を通じて、EGPNAが50%、ジェネラル・エレクトリック・キャピタルズ・エナジー・ファイナンシャル・サービシズが50%を所有する合弁会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（以下「EGPNA REP」という。）から、稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有する13社の100%を買収した。
・2019年３月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）は、米国の再生可能エネルギー子会社であるEGPNAを通じて、カンザス州のレネックサに拠点を置く再生可能エネルギー・プロジェクト開発会社であるトレードウィンド・エナジーを買収した。EGPは、トレードウィンドの開発プラットフォーム全体を統合し、これには米国にある13GWの風力、太陽光及び貯蔵プロジェクトが含まれていた。この契約は、６月に行われたトレードウィンドの完全所有子会社であるサルヴォンの売却を規定していた。
・2019年４月30日、エネルＸ・イタリアは、エネルギーサービス部門で事業を行い、大規模電力消費者に支援を提供するイタリアの会社のユーセイブ・エスピーエーの100%を買収した。
・2019年５月31日、再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエーを通じて、ブラジルの３基の再生可能エネルギー発電所の100%の処分を完了した。かかる取引価格は約2.7十億レアル（約603百万ユーロ相当）であった。
・2019年11月14日に、エネルＸ・エスアールエルは、顧客に日常生活を円滑にする金融サービスを提供する認可された支払機関であるペイティッパーの55%を買収した。かかる契約には、残りの45%のプット・オプションが付されていた。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2019年中にエネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.74%増加させ、また子会社の非比例増資により、当グループの持分は59.97%となった。
・2019年３月25日、エネルＸ・インターナショナルは、エナノック・ジャパン・ケーケーの40%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年９月５日、エネル・グリーン・パワー・ディベロップメントはイージーピー・インディアの23.44%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年11月21日、エネル・ブラジルは、エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーの4.1%を約93百万ユーロで取得した。
・2019年12月５日、エネル・エスピーエーは、エネル・チリ・エスエーの持分を最大３%を上限として増加させるために金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリの持分を0.11%増加させた。

2020年における重要な事象

・2020年１月に、トレードウィンドにより100%保有されていたワイルド・プレインズ・プロジェクト・カンパニーが売却された。かかる売却は、損益に影響を及ぼさなかった。
・2020年５月11日に、エンデサ・エネルジアは、エンデサ・ソリュションズの80%を21百万ユーロで売却した。かかる持分は、以前は比例連結であったが、その後持分法を用いて会計処理された。
・2020年７月７日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、パルケ・エオリコ・ティコ・エスエルユー、ティコ・ソーラー・１・エスエルユー及びティコ・ソーラー・２・エスエルユーの100%を合計40百万ユーロで取得した。

・９月14日に、エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガルは、サジェスション・パワー（ユニペッソール）エルディーエーの100%を合計６百万ユーロで取得した。
・2020年９月17日に、エネルＸ・インターナショナルは、ヴィヴァ・ラボズ・エーエスの60%を合計３百万ユーロで取得した。
・エネル・グリーン・パワー・パナマは、2020年にハグイト・ソーラー及びプログレソ・ソーラーの100%を合計２百万ユーロで取得した。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。
・エネル・ノース・アメリカの水力発電事業ポートフォリオに含まれていた複数の50%所有ジョイント・ベンチャーが2020年に売却された。2019年12月に、ポートフォリオ全体が、IFRS第５号に従って売却目的保有として分類された。損益に認識された利益は２百万ユーロであった。
・2020年に、エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.03%に増加させた。その結果当グループの合計持分は65%となった。
・エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリの持分を2.89%増加させた。その結果当グループの合計持分は64.93%となった。

2021年における重要な事象
・2021年１月８日、タインマス・エナジー・ストレージの100%が１百万ユーロで売却された。この売却は、損益に重要な影響を及ぼさなかった。
・2021年１月20日、エネル・グリーン・パワー・ブルガリアの100%が合計35百万ユーロで売却された。この売却は、損益に重要な影響を及ぼさなかった。
・2021年３月10日、エネル・グリーン・パワー・イタリアは、170.11MWの認可容量を持つ太陽光発電プロジェクトを所有するイー・ソーラー・エスアールエルの100%を2.7百万ユーロで取得した。
・2021年３月29日、エネルＸ・エスアールエルは、消費者が民間及び公的機関との数々の種類の取引を行うことを可能とするフィジカル及びデジタルの両方のチャネルを通じた決済サービスの利用を消費者に提供するイタリアの企業である、シティポスト・ペイメント・エスピーエーの100%を取得した。
・2021年第１四半期に、企業内のガバナンス体制の変更により以前は持分法適用会社であったオーストラリアの再生可能エネルギー関連会社を追加持分の取得を伴わずに完全連結とすることに連結範囲が変更された。2021年12月に取得価格の配分手続が完了し、約９百万ユーロの減損処理を含む取得済純資産の帳簿価額が実質的に確認された。
・2021年５月13日、イージーピー・ソーラー・１・エルエルシーは合計約４百万ユーロで売却された。
・2021年の最初の９ヶ月間にエネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、再生可能エネルギー企業30社の100%を合計86百万ユーロで取得した。
・2021年９月８日、ジェナビリティはエネルＸ・ノース・アメリカにより約６百万ユーロで売却された。
・2020年９月17日にエネルＸ・インターナショナルが取得したヴィヴァ・ラボズ・エーエスの取得価格の配分手続は９月に完了し、その後、取得日に認識された帳簿価額が確認された。

2022年における重要な事象
・2022年１月３日、エネル・プロドゥツィオーネ・エスピーエーは、設備容量約527MW、年間出力約1.5TWhの発電所を所有するイーアルジー・ハイドロ・エスアールエル（その後、エネル・ハイドロ・アッペンニーノに改称し、2022年12月１日にエネル・プロドゥツィオーネ・エスピーエーに合併）の100%を約1,267百万ユーロの対価を得て買収し、2022年12月には取得資産及び負債の公正価値の特定が完了し、約349百万ユーロののれんが認識されている。
・2022年２月17日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、太陽光発電システムの開発及び建設のために取得したライセンスを表す約14百万ユーロでストーンウッド・デサロロス・エスエルユーの100%を取得した。かかる買収が損益に与える影響はない。
・2022年３月３日、エネルＸ・ジャーマニーは、クレムゾウ・ケージー及びクレムゾウ・ファヴァルトングの全株式を約12百万ユーロで売却した。

・2022年６月30日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、南アフリカで設備容量約740MWの６社の間接所有者であるイージーピー・マティンバ・ニューコ・１・エスアールエルの株式の50%をエーアイ・レイアン・ホールディング・エルエルシー（カタール投資庁が管理）に約108百万ユーロで売却し、全額支払済みである。
・2022年７月25日、エネルX・エスアールエルは、エネルX・ファイナンシャル・サービシズ、シティポスト・ペイメント、ペイティッパー並びにジュニア・インシュランス及びその子会社の全株式を、金融債権の形で決済し、約140百万ユーロでムーニー・エスピーエーに売却した。
・2022年８月24日、エネル・アメリカスの子会社であるエネル・ブラジル・エスエーは、CGTF-セントラル・ジェラドラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ・エスエーの全株式をイーエヌイーヴイエー・エスエーへ約89百万ユーロの対価で売却を完了した。かかる取引は、資産の減損損失73百万ユーロ、資本損失135百万ユーロ及び売却に関連する取引費用２百万ユーロを含む、約210百万ユーロのマイナスの影響を損益に及ぼした。
・2022年の最初の９ヶ月間で、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアは、プロウィンド・ウィンドファーム・ボグダネスティ、パワーウィンド・ウィンドファーム・デレニ、プロウィンド・ウィンドファーム・イヴェスティ及びプロウィンド・ウィンドファーム・ヴィイソアラの100%を総額約35百万ユーロで取得した。
・2022年10月12日、エネルは、ピージェーエスシー・エネル・ロシアの全株式（同社株式資本の56.43%相当）をピージェーエスシー・ルコイル及びクローズ型投資信託「ガスプロムバンク・フレジア」に総額約137百万ユーロで売却した。かかる取引は、主に為替換算の戻入れを反映し、報告されたグループ利益に対して約1.5十億ユーロのマイナスの影響を及ぼした。
・2022年12月９日、エネル・チリ・エスエーは、チリの上場送電会社エネル・トランスミシオン・チリ・エスエーの株式資本の99.09%全株を、インヴェルシオネ・グルポ・サイサ・エルティーディーエーが支配するソシエダッド・トランスミソラ・メトロポリターナ・エスピーエーに約1.3十億ユーロで売却した。かかる取引により、約1.1十億ユーロのキャピタル・ゲインが発生した。
・2022年12月22日、エネルは、完全子会社であるグリッドスペルタイズ・エスアールエルの50%の割当てを、国際的なプライベート・エクイティ・ファンドであるシーヴイシー・キャピタル・パートナーズ・ファンド・VIIIに総額約300百万ユーロで売却を完了した。かかる取引は、損益に約520百万ユーロのプラスの影響を与えた。
・2022年12月23日、エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッドはノーファンドと最終合意し、ノーファンドはアヴィキラン・スーリヤ・インディア・プライベート・リミテッドに対して、同社が発行した株式（払込済み株式資本の49%）を引き受けることで投資を行った。かかる取引は、損益に約４百万ユーロのマイナスの影響を与え、そのうち２百万ユーロは残余持分の公正価値での再測定によるもので、２百万ユーロは資本損失であった。
・2022年12月29日、エネル・アメリカス・エスエーの子会社であるエネル・ブラジル・エスエーは、ブラジルの配電会社セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の全株式（同社株式資本の約99.9%に相当）をエクアトリアル・エネルジア・エスエーの子会社であるエクアトリアル・パルティチパソエス・エ・インヴェストメントス・エスエーに、総額約1.5十億ユーロ（うち、持分部分は約269百万ユーロ、会社間融資の返済として約1.2十億ユーロ）で売却した。かかる取引は、損益に約１十億ユーロのマイナスの影響を及ぼした。

2023年における重要な事象
・2023年２月17日、エネル・グループは、子会社のエネル・アルゼンチンを通じて、火力発電会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラに対する当グループの持分を、エネルギー会社であるセントラル・プエルト・エスエーに42百万ユーロで売却する取引を完了し、全額を回収した。かかる取引により、132百万ユーロの資本損失が認識された。
・2023年４月14日、エネル・グループは、インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー及びセントラル・ドック・スード・エスエーの保有株式のYPF及びパン・アメリカン・スール・エスエーに対する総額48百万ユーロでの売却を完了した。かかる取引は、損益に約194百万ユーロのマイナスの影響を及ぼした。
・2023年９月29日、エネル・グループは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーを通じて、オーストラリアにおける当グループの再生可能エネルギー事業の全てを保有する２社、具体的にはエネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）エルティーディー及びエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラストの50%をINPEXコーポレーションに総額142百万ユーロで売却した。かかる取引により、103百万ユーロの利益が認識された。

・2023年10月25日、エネル・エスピーエー及びその上場子会社であるエネル・チリ・エスエーは、設備容量合計が約416㎿で稼働中の太陽光発電所４基のポートフォリオを保有するチリの会社であるアルカディア・ジェネラシオン・ソーラー・エスエーの株式資本における全持分を、国際的な再生可能エネルギー会社であるソネディックスに総額535百万ユーロで売却する取引を完了した。かかる取引により、195百万ユーロのキャピタル・ゲインが認識された。
・2023年10月25日、エネル・グループは、エネル・グループがルーマニアで保有する全株式をギリシャの会社であるパブリック・パワー・コーポレーション・エスエーに総額1,241百万ユーロで売却した。かかる取引は、当期損益に847百万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、そのうち655百万ユーロは為替換算準備金の戻入れを反映していた。
・2023年12月29日、エネル・エスピーエーは、完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーを通じて、ギリシャにおけるエネル・グリーン・パワーの再生可能エネルギーの完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラスの50%を、マッコーリー・アセット・マネジメントに総額351百万ユーロで売却した。かかる取引全体は、当グループの2023年の損益に422百万ユーロのプラスの影響を及ぼした。
・2023年12月20日、エネル・エスピーエーは、ルスエネルゴスビト・エルエルシーの全株式を総額83百万ユーロで売却した。かかる取引は、グループ利益に124百万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、そのうち82百万ユーロは為替換算準備金の戻入れを反映していた。

c）2024年における重要な事象

・2024年１月４日、エネル・グループは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）を通じて、米国における再生可能エネルギー資産ポートフォリオを総額277百万ドル（253百万ユーロ相当）で売却した。売却された資産には、EGPNAの全ての地熱発電ポートフォリオ及び多数の小規模太陽光発電所が含まれており、稼働中の発電所の総発電容量は約150㎿である。この取引は、当グループの業績に８百万ユーロのプラスの影響を与えた。2023年12月31日現在、当該資産は既にIFRS第５号に従って「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に再分類されており、公正価値と帳簿価額のいずれか低い金額での再分類に伴い、34百万ユーロの減損損失が営業利益を通じて認識された。
・2024年５月10日、エネル・アメリカス・エスエーを通じてエネル・エスピーエーが支配するエネル・ペルー・エスエーシーは、発電会社であるエネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー及びコンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシーに対する全ての株主持分を、ナイアガラ・エネルギー・エスエーシーに総額1,198百万ユーロで売却した。この売却は、関連する為替換算準備金の戻入れに伴うマイナスの影響を考慮すると、当グループの当期利益に９百万ユーロのプラスの影響をもたらした。
・2024年６月12日、エネル・ペルー・エスエーシーは、エネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー及び先進エネルギーサービス会社であるエネルＸ・ペルー・エスエーシーに対する株式持分全てを、ノース・リマ・パワー・グリッド・ホールディング・エスエーシーに総額2,880百万ユーロで売却した。この取引は、関連する為替換算準備金の戻入れに伴うマイナスの影響を考慮すると、グループ利益に509百万ユーロのプラスの影響をもたらした。
・2024年10月初め、エネル・グループは、子会社であるエネル・ノース・アメリカを通じて、北米における貯蔵事業の関連資産を、（米国の資産については）エムエスエス・エナジー・ストレージ・エルエルシー及び（カナダの資産については）エムエスエス・エルピー・ホールディングス・インクに総額160百万ユーロで売却した。この取引は、グループ利益に44百万ユーロのマイナスの影響をもたらした。
・2024年12月30日、エネル・エスピーエーは、子会社であるe・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーを通じて、ミラノ県及びブレシア県の多数の自治体における配電サービスの貢献の受益事業者であるデュエレティ・エスアールエルの株式資本の90%を、Ａ２Ａに1,229百万ユーロで売却した。この取引は、全体でグループ利益に978百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

・2024年６月26日、エネル・エスピーエーは、子会社であるエネル・イタリア・エスピーエーを通じて、多数のバッテリー蓄電システムを運営し、多数のオープン・サイクル・ガスタービン（OCGT）発電所を所有するエネル・リブラ・フレクシス・エスアールエルの保有株式資本の49%を、ソステネオ・エナジートランジション１に1,095百万ユーロで売却した。エネルは引き続き経営権を保持し、エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエルを完全に連結しているため、この取引が当グループの財務実績に与える影響はない。
・2024年12月23日、エンデサ・エスエーを通じて支配されるグループ会社であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユーは、総設備容量約２GWのスペインにおけるエンデサ太陽光発電所の所有者であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー１・エスエルユーの株式資本の49.99%を、849百万ユーロの対価でマスダールに売却した。エネルは引き続き経営権を保持し、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー１を完全に連結しているため、この取引が当グループの財務実績に与える影響はない。

d）グループの再編成

エネル・グループの構造は、以下からなるマトリックスに編成される。

（ｉ）*国際事業ライン*（エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ、グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー、エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション並びにエネルＸ・グローバル・リテール）は、当グループが事業を行う様々な地域（イタリア、イベリア半島及び世界の他の地域）において、資産の管理及び開発並びにそのパフォーマンス及び使用した資本に対する収益の最適化に対して責任を負っている。
さらに、安全、保護及び環境に関する方針及び規制を遵守した上で、管理するプロセスの効率を最大化し、最善の国際実務を適用し、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益に対する責任を各国と共有することを課せられている。
当グループは、投資委員会(1)の活動も活用し、様々な事業ラインのプロジェクトについて、集中的な産業ビジョンから利益を得ている。各プロジェクトは、財務的なリターンに基づいて評価されるだけでなく、グループレベルで利用可能な最良の技術との関連でも評価されている。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動への取組みにおけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、関連するリスク及び機会をその得意分野で管理する。

(1)当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務、会社業務、規制及び反トラスト関連業務、グローバル・プロキュアメントの長、並びに地理的領域及び事業ラインの長により構成される。

以下は、各国際事業ラインの主な目的の概要である。

・エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ：電力供給サービスにつき高い信頼性及び品質を達成するための資源の最適配分を確保し、先進的な安全基準に関してパフォーマンスを最大限に発揮し、あらゆる相乗効果を十分に活用できる先端技術に基づくグリッドを開発する。また、革新及び持続可能性のプロセスを促進、調和及び調整することで、国際事業ライン及び各国における活動を支援する。
・グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー：ガス及び燃料供給の最適化、並びに火力発電及び再生可能エネルギー発電の現地配電を通じて当グループが事業を行う市場における総合利益を最大化するため、全ての商業／市場要因を考慮したヘッジ戦略及びコモディティリスクに対するエクスポージャーの積極的な管理を通じて当グループの利益を最適化するとともに、商業戦略の策定においてエネルＸ・グローバル・リテールを支援する。
・エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：再生可能エネルギー発電設備のポートフォリオを拡大して迅速かつ効果的なエネルギー移行のためのガイダンスを提供し、当グループが事業を行う全ての国々において顧客のニーズを満たすため、エネルギーミックスの脱炭素化を視野に入れて、これに付随した火力発電資産及び貯蔵資産の進化を管理する。また、安全、保護及び環境を規制する、適用される方針及び規制を遵守し、当グループの発電所の稼働及びメンテナンスを管理する。

・エネルX・グローバル・リテール：商業戦略を策定し、エネルギー、商品及びサービスの顧客商品範囲を管理する。これには、電気モビリティ、安全、保護及び環境に関する規制の遵守の確保、顧客にとっての価値及び業務効率の最大化、並びにグローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントによる利益最適化の支援が含まれる。

（ii）*地域及び国*（イタリア、イベリア半島及び世界の他の地域）：各地域における、公的機関及び規制当局との関係の管理並びに配電並びに電力及びガスの販売の対応、また一方、事業ラインへのスタッフ及びその他サービスサポートの提供にも責任を負う。また、それぞれの担当地域において、脱炭素化を推進し、低炭素なビジネスモデルへのエネルギー移行を指導する役割を担っている。

以下の機能がエネルの事業運営をサポートしている。

（i）*グローバル・サービス機能*：情報及び通信技術業務の管理、グループレベルのプロキュアメント、グローバルな顧客関係活動の管理、施設管理並びにこれらに関連する一般サービスについて責任を負う。グローバル・サービス機能はまた、持続可能な開発目標の達成を可能にする措置を責任をもって採用することにも焦点を当てている。具体的には、サプライチェーンの管理並びにエネルギー移行及び気候変動への取組みを可能にする技術の開発を支援するデジタルソリューションの開発である。

（ii）*ホールディング・カンパニー・スタッフ機能*：グループレベルで統制手続（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、渉外、監査、法務、会社業務、規制及び反トラスト関連業務、セキュリティ、CEOオフィス及び戦略等）の管理について責任を負う。より具体的には、CEOオフィス及び戦略部門は、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電化の推進をとりわけ目指して、戦略、長期計画及び当グループの戦略的目標を定義し、これに関連する意思決定を導き、内部のステークホルダーと当グループの戦略的ポジショニングとの整合性を確保することについても責任を負う。

当グループの事業ライン及びその活動に関する追加情報については、「第一部－第２－３ 事業の内容」を参照のこと。当グループの経営成績及び業績の詳細については、「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

3【事業の内容】

エネル・グループの構造は、以下から構成される基盤により組織されている。

・国際事業ライン：

国際事業ラインは、当グループが事業を行う様々な地理的領域（イタリア、イベリア半島及びROW（世界の他の地域））において、資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化並びに投下資本利益率について責任を負う。安全、保護及び環境に関する方針並びに規制を遵守し、かかる事業ラインは管理するプロセスの効率を最大化すること及び最善の国際的なプラクティスを適用し、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益に対する責任を各国と共有することも課されている。

当グループは、投資委員会（注２）の取組みにも描かれているように、様々な事業ラインのプロジェクトの集中化した産業的ビジョンから利益を上げる。各プロジェクトは、その財務リターンのみでなく当グループレベルで利用可能な最善の技術に基づき評価されている。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動問題におけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、その適性分野において関連するリスク及び機会を管理する。

以下は、各国際事業ラインの主な目的を簡単に要約したものである。

- エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ：電力供給サービスにつき高いレベルの信頼性と質を達成するための資源の最適配分を確保し、先進的な安全基準に関してパフォーマンスを最大限に発揮し、あらゆる相乗効果を十分に活用できる先端技術に基づくグリッドを開発する。また、イノベーションとサステナビリティのプロセスを促進し、調和させ、調整し、国際事業ラインと各国の活動をサポートする。
- グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー：ガスと燃料の供給及び火力発電と再生可能エネルギー発電のローカルディスパッチの最適化を通じて、当グループが事業を展開する市場における統合マージンを最大化するため、あらゆる商業的／市場的要因を考慮しながら、ヘッジ戦略とコモディティリスクへのエクスポージャーを積極的に管理することを通じて、当グループのマージンを最適化する。その一方で、商業的戦略の定義において、エネルＸ・グローバル・リテールをサポートする。
- エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：迅速かつ効果的なエネルギー移行のための指針を提供し、再生可能エネルギー発電施設のポートフォリオを拡大する。加えて、当グループが事業を展開する全ての国の顧客のニーズに応えるため、エネルギーミックスの脱炭素化を目指し、火力発電及び貯蔵資産の進化を管理する。また、安全、保護及び環境を規制する、適用される方針及び規制を遵守し、当グループの発電所の稼働及びメンテナンスを管理する。
- エネルＸ・グローバル・リテール：商業戦略を定義し、エネルギー、製品及びサービス（電気モビリティを含む。）の顧客向け製品のレンジを管理し、安全、保護及び環境規制の遵守を確保し、顧客価値と業務効率を最大化し、また、グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントでマージンの最適化をサポートする。

（注２）当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務、グローバル・プロキュアメントの各責任者並びに地理的領域及び事業ラインの各責任者により構成されている。

・地域及び国：

地域及び国は、それぞれの地域において、公的機関及び規制当局との関係を管理し、また、配電や電力及びガスの販売を取り扱い、その一方で、スタッフ及びその他サービスサポートを事業ラインに提供することにも責任を負う。地域及び国はまた、それぞれ責任を有するエリアにおける脱炭素化の促進及び低炭素ビジネスモデルへのエネルギー移行の推進についても進めている。

以下の機能がエネルの事業活動を支えている。

・国際サービス機能：

国際サービス機能は、当グループレベルで情報及び通信技術活動、プロキュアメントの管理、グローバル顧客関係の活動の管理、施設管理並びにこれらに関連する一般サービスについて責任を負う。国際サービス機能はまた、とりわけエネルギー移行及び気候変動への取組みに向けた実現技術の開発を支援するためのサプライチェーンの管理及びデジタルソリューションの開発において、持続可能な開発目標の達成を可能とする施策を責任をもって採用することについても重点的に取り組む。

・ホールディング・カンパニー・スタッフ機能：

ホールディング・カンパニー・スタッフ機能は、当グループレベルでガバナンス・プロセス（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、渉外、監査、法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務、セキュリティ、CEOオフィス及び戦略等）の管理について責任を負う。より具体的には、CEOオフィス及び戦略部門はまた、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電力化の促進をとりわけ目指して、戦略、長期計画及び当グループの戦略的目標を定義し、これに関連する意思決定を導き、内部のステークホルダーと当グループの戦略的ポジショニングとの整合性を確保することについても責任を負う。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

電力市場設計

2024年６月、電力市場設計が公表された。具体的には、この改正は、規則第2019/943号（電力規則）及び指令第2019/944号（電力指令）を改正するものであり、電力購入契約（PPA）及び双方向差金決済取引（双方向CfD）等の電力価格を固定化する長期契約の締結、並びに非化石柔軟性ソリューションの促進、再生可能エネルギーによる発電割合の増加（脱炭素化）、エネルギー供給の安定性及びシステムの柔軟性へのインセンティブについて規定している。また、この改正は、投資、営業費用及び先行投資の両方を考慮した配電システム運営会社（DSO）の報酬体系を規定している。さらに、この改正により、顧客は固定期間・固定価格の契約を締結し、エネルギーを共有することが可能となり（エネルギー・シェアリング・コミュニティ）、一方で、供給業者は適切なヘッジ戦略の実施が求められる。また、この改正は、各加盟国におけるラストリゾートシステムの供給業者や、電力供給停止から脆弱な顧客を保護することについて規定するとともに、緊急価格危機時の電力料金への更なる公的介入を承認している。

ガス・パッケージ及び水素

2024年７月、欧州連合における水素等の脱炭素ガスの利用を促進する一連の措置及びイニシアチブを規定する改革案が公表された。

建物のエネルギー効率

2024年５月、建物のエネルギー性能に関する指令（EU指令第2024/1275号（EPBD））の再改定版が公表された。この指令は、2050年までにEUの建物ストックの脱炭素化を達成することを目標として、今後数十年間の間にEUの建物ストックのグリーン化を目指すものである。また、この指令は、輸送の脱炭素化及び分散型再生可能発電の拡大を支援するための新たな措置も導入している。この新たな措置には、建物内の自家用充電インフラの整備義務の強化、新築及び既存の建物へのソーラー・ルーフの段階的な導入義務、建物の効率性とエネルギー改修を向上する要件、化石燃料ベースに対する補助金の禁止及び建物のスマート化とデジタル化の促進が含まれる。電化は、この指令のこれら及びその他の規定の実施において重要な役割を果たすことが見込まれる。加盟国は、今後２年間でこの指令を国内法に置き換え、国内の建物改修計画を策定する予定である。

ネットゼロ産業法（NZIA）

2024年６月、二元的移行を支援しつつ競争力を高めるため、米国のインフレ削減法（IRA）へのEUの対応策であるNZIAが公表された。この規則は、EUの輸入への過度な依存度を下げるための明確な欧州の枠組みを規定し、また、とりわけソーラーパネル、バッテリー及びエレクトロライザーといった気候中立を達成するために重要なテクノロジー、又は太陽電池や風力タービンブレードといった、かかるテクノロジーの主要部品の生産を拡大させるため、かかるテクノロジーの生産に関する規制枠組みを簡素化することを目指している。

REMIT

2024年５月７日、卸売エネルギー市場の監視及びインサイダー取引や市場操作等の不正行為の禁止に関する規則の改正が施行された。金融市場とエネルギー市場の間の相互関係がますます緊密になっているため、新しい法律は金融市場法に沿った規制枠組みを構築している。この指令は、（価格に影響を与える）全ての内部情報を開示しなければならないことを規定し、また「内部情報」の定義を拡大している。

EMIR

2024年４月29日、新EMIRが施行され、店頭（OTC）デリバティブ市場のシステミック・リスクを低減し、その透明性を向上させるために、デリバティブ契約のカウンターパーティに対して特定の義務が導入された。これらの義務は、カウンターパーティの性質、すなわち、ノン・フィナンシャル・カウンターパーティ（エネル・グループに属する企業等のNFC）であるか、又はフィナンシャル・カウンターパーティ（FC）であるかによって異なる。

モビリティ

2024年５月、官報において、自家用充電インフラの設置目標を定めたエネルギー性能に関する欧州指令（EPBD）及び新規登録車両の排気ガス排出量の削減に関するEuro７規則が公表された。

また、2024年６月、欧州横断運輸ネットワーク（いわゆるTEN-T）の開発に関する新たな規則が公表された。この規則は、小型電気自動車及び大型電気自動車用の公共充電インフラの設置義務の対象となる高速道路、主要道路、港湾、空港及び都市部のマッピングを規定しており、昨年公表された代替燃料インフラ規則（いわゆるAFIR）が適用される。

新国家補助規則

2024年４月４日、欧州委員会は、加盟国が、国家復興・レジリエンス計画（NRRP）に含まれることになる措置を、EU国家補助規則に沿って策定することを支援するために、国家補助のガイディング・テンプレートの更新版を公表した。

2024年４月９日、欧州委員会は、主にGBER（包括的一括適用免除規則）及びTCTF（危機・移行暫定枠組み）に基づき、様々な加盟国から付与された国家補助の概要を規定する国家補助スコアボードを公表した。

2024年５月31日、欧州委員会は、地域国家補助ガイドライン（RAG）を改正し、加盟国が、欧州戦略技術プラットフォーム（STEP）の対象となる投資プロジェクトに対し、より多額の地域補助を付与することを認めた。特に、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）の「a」地域（第107条第３項第a号に規定する地域）において最大10パーセントポイント、TFEUの「c」地域（第107条第３項第c号に規定する地域）において最大５パーセントポイント、補助強度が引き上げられた。STEPは、EUのグリーン移行及びデジタル移行、並びに欧州の戦略的主権に関連した重要なテクノロジーの開発及び生産を支援することを目的としている。

欧州委員会は、オーフス条約の適用に関する最新審査についての意見を収集するため、2024年９月６日までの公開協議を開始した。これは、欧州環境法に抵触するとされる国家補助措置に関する特定の決定に異議を申し立てるための司法手続への公衆のアクセスを確保することを目的としている。

新しい欧州委員会（2024年から2029年の期間）は、エネルギー移行及び欧州の競争力（クリーン産業ディール）の目的に沿った国家補助規則の枠組みの改正案を提案することを約束した。

国家補助の事例

2024年、我々は、欧州委員会が当グループにとって重要な国に対して認可した資金を引き続き監視した。

2024年１月31日、欧州委員会は、メタン及びその他の化石燃料を再生可能な水素に置き換えるための550百万ユーロのイタリアの投資スキームを承認した。これにより、工業プロセスにおいて電化やエネルギー効率の向上と組み合わせることができるようになった。

2024年３月８日、欧州委員会は、ネットゼロ・エミッション経済への移行を可能とするために必要な設備、基幹部品及び重要原材料の生産への投資を支援する1.1十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2024年５月14日、欧州委員会は、バッテリー、ソーラーパネル、風力タービン、ヒートポンプ、エレクトロライザー、炭素回収及び貯蔵設備を生産する企業を対象に、アストゥリアス州の投資を支援する120百万ユーロのスペインのスキームを承認した。

2024年６月４日、欧州委員会は、革新的な再生可能資源からの4,590MWの発電を支援するイタリアのFER2スキームを承認した。この措置は2028年12月31日まで続き、エンドユーザーの電力料金に課される賦課金により資金調達する。費用は、20年間のスキーム全体で年間1.85十億ユーロと見積もられている。このスキームは、地熱、洋上風力、太陽熱、浮体式太陽光、潮力、波動及びその他の海洋エネルギー発電所、並びにバイオガス・バイオマスの新設を支援するものである。再生可能資源からの供給量の増加は、15TWhと見積もられている。

2024年６月17日、欧州委員会は、船舶運航事業者が港湾の陸上電力インフラに接続することを推奨するためのイタリアの「陸上電力供給」スキームを承認した。予算は570百万ユーロで、期間は2033年12月31日までとする。この補助は、再生可能エネルギーを含む電力コストに含まれる一般システム料金の削減という形で提供される。

2024年７月12日、欧州委員会は、生産プロセスからの温室効果ガス排出量を少なくとも40%削減すること、及び／又はエネルギー消費量を現在の水準と比較して、少なくとも20%削減することを目的とした、産業プロセスの脱炭素化を支援する400百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2024年７月26日、欧州委員会は、設備容量100MWの再生可能水素製造への1.2十億ユーロのスペインの投資スキームを承認した。このスキームには、水素を原料とした再生可能燃料の製造、再生可能水素の貯蔵、及び再生可能電力の生産が含まれる。この補助は、2025年12月31日までに交付される。

2024年８月８日、欧州委員会は、農業部門における太陽光パネルへの投資を支援するイタリアのスキームに対し、785百万ユーロの予算増額を承認した。このスキームは、農業、畜産業及び農産業関連の企業が再生可能エネルギーの利用に投資することを支援する。

2024年12月17日、欧州委員会は、再生可能資源からの電力生産を促進するための9.7十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。この措置は、陸上風力、太陽光、水力及び下水汚泥ガス化エネルギー発電所の新設を支援するものである。この補助は、2025年12月31日までに交付され、発表された再生可能エネルギーによる発電容量は17.65GWである。

2024年12月17日、欧州委員会は、イタリアの再生可能エネルギー（陸上風力、太陽光、水力及び下水汚泥ガス）を支援する暫定的なFER-X法令を承認した。補助は2025年12月31日まで交付される。この措置は、17.65GWの新規容量を支援することを目的としており、そのうち14.65GWは、公称電力が１MWを超える発電所を対象に、技術に基づく競争的手続を通して割り当てられた。残りの３GWは、設備容量が１MW以下の発電所において直接利用可能（登録済み）となる。総予算は9.7十億ユーロであり、20年間にわたる年間予測投資額は490百万ユーロである。資金調達に関しては、エンドユーザーが支払う電力料金のAsos構成要素により賄われ、電力及び環境サービス基金（CSEA）が管理し、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）が規制している。2026年から2028年の間に、DM FER-Xの新制度について欧州委員会と交渉する必要がある。

NRRPに基づく当グループの優先プロジェクトの国家補助の側面に関する評価に対し、2024年も引き続き支援を行った。スペイン政府は、欧州委員会とスペイン容量報酬メカニズム（CRM）について交渉中である。

事業ライン別の規制枠組み

火力発電及び取引

イタリア

発電及び卸売市場

付属サービスを規制する規則において、特定の発電所は、その領域的位置、技術的特性及びグリッド内の特定の重要な問題を解決する上でのテルナ・エスピーエーとの関連性から、必要不可欠なものとして分類されている。供給能力及び市場供給要件を満たす代わりに、これらの発電所は、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（以下「ARERA」又は「当局」という。）により決定された特定の報酬を受け取る。同規則は、ARERA決議第111/2006号及びその後の改正により規制される３つの主要な制度を規定している。

- 第65条の２に従った代替契約。この契約は、ASM（付属サービス市場）において上限／下限価格内に電力を供給する義務に対し、必要不可欠であると定められた電力に基づく固定プレミアムの支払を規定するものであり、この契約には、提供される数量及び上限／下限価格に関する具体的な義務が規定されている。
- 第64条に従った通常の制度。この制度は、DAM（スポット市場）及びIM（日中の市場）に対し、関連するユニットのより高い特定変動費用の支払と引き換えに、テルナにより要求された電力量のみを供給するという要件を定めるものである。テルナによって指定された時間と数量を超えた場合、DAM及びIMへの供給には制約がなくなる。
- 第65条に従った費用補償制度。この制度は、投下資本に対するリターンを含む固定費用及び変動費用、発電収入の支払を規定するものである。この制度への参加は、ARERAの決定に従い、同決定により、具体的な措置を通じて償還額が決定される。

2024年において、ARERA決議第481/2023/R/eel号に基づき、費用補償制度に適用される発電所に対する報酬率は9.7%に設定された。スルチス発電所、ポルト・フェッライオ発電所及びアセミニ発電所は、費用補償制度の対象であると宣言された。一方で、ポルト・エンペードクレ発電所は、2025年まで長期費用補償の対象である。さらに小さな島に所在する発電所は、それらの発電所にとって必要不可欠であると宣言された全ての年について、自動的に費用補償の対象となる。残りの必要不可欠な発電容量は、決議第111/2006号の第65条の２に従い、代替契約に基づいて契約された。

さらに、2021年10月28日付け環境移行省令により策定された容量市場規制は、発電容量の配分及び報酬を規制している。エネルは、2022年のオークションを通じて、2024年に供給する約10.4GWの既存容量についての年間契約、及び15年間（2024年から2038年の期間）にわたる1.5GWの新規容量契約を落札した。当初、天然ガススポット市場の変動性に対処するためにARERA決議第83/2022/R/eel号で修正された容量市場の行使価格の算出方法が、2024年に決議第583/2023/R/eel号で確認された。

イベリア半島

2024年７月４日、エネルギー省長官決議がスペイン官報において公表され、半島外地域（NPT）の電力システムに対する追加報酬制度の承認を目的とした適合性決議の発行に関する競争入札手続が開始された。この手続は、７月31日付け法令第738/2015号で規定されたものであり、これらの地域の電力需要を賄うことを目的としている。システム運営会社が作成したカバレッジ比率に基づくと、2028年には合計1,361MWの電力が要請対象となる。申請期限は2024年10月５日に満了し、エネルギー政策及び鉱山総局は６ヶ月以内に、つまり2025年４月５日までに決議を発行しなければならない。この手続の一環として、2024年12月23日に、環境移行・人口問題省（MITECO）は、申請受理及び不受理の最終リストを承認する決議を承認し、同省のウェブサイト上で公表した。

これに先立ち、2024年５月10日に、５月８日付け命令第TED/430/2024号が公表された。この法令は、燃料としての液化石油ガスの価格算出方法を策定し、NPT内における発電所の追加報酬制度のための新たな標準設備を定義している。同令には、カナリア諸島のNPTで使用される液化石油ガス（LPG）の算出方法も含まれている。さらに、８月31日付け法令第738/2015号に規定された競争手続を考慮し、ガスエンジンの新たな標準設備を導入している。

コジェネレーション、バイオマス及び廃棄物処理施設の規制報酬の更新方法

2024年６月４日、命令第526/2024号がスペイン官報において公表され、コジェネレーション、バイオマス及び廃棄物処理施設が受け取る規制報酬に関する新たな更新方法が策定された。2024年下半期から、報酬は四半期毎に更新され、燃料費及び排出権の予測、並びに当該四半期の電力市場価格の予測に基づいてインセンティブが設定される。したがって、予測はより頻繁かつ事前に行われるため、市場価格の乖離に対する調整は不要となる。この方法論の影響を受ける技術が受けたインセンティブは、再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物（RECORE）に関する制度における総規制報酬の約30%に相当する。

貯蔵システム及び揚水設備への補助

2023年12月27日、エネルギー省長官は、電力貯蔵と再生可能エネルギー発電を組み合わせた革新的プロジェクトの第一回公募に対応する補助金交付の承認決議を公表した。この補助金は、2030年までに稼働を開始する、合計900MWの２時間貯蔵容量を有するプロジェクトに交付された。

2024年７月23日、エネルギー省長官は、可逆ポンピングによる革新的貯蔵プロジェクトの第一回公募に対応する補助金交付の承認決議を公表した。この補助金は、2030年までに稼働を開始する、合計402MWの混合揚水プロジェクト及び合計1,594MWの純粋揚水プロジェクトに交付された。

2024年12月5日、エネルギー政策及び鉱山総局は、独立型（スタンドアロン）電気貯蔵の革新的プロジェクトの第一回公募に対応する補助金交付の承認決議を公表した。補助金150百万ユーロが、2030年までに稼働を開始する、合計690.2MWの４時間貯蔵容量バッテリーを有する35のプロジェクトに交付された。

スペインの容量市場

2024年のスペインにおける容量市場の整備及び実施状況は、以下のとおりである。

- 欧州委員会は、2023年11月にスペインから提出された実施計画を受けて、３月に意見書を公表し、脆弱な消費者に対する規制関税の制限や発電所の閉鎖権の規制等の一連の勧告を行い、政府に対し計画の見直しを求めた。
- 国家市場競争委員会（CNMC）は、11月に信頼性指標の価値に関する報告書を公表した。
- 欧州資源妥当性評価（ERAA 2023）は、2026年及び2028年のスペインにおける潜在的な供給安全保障上の問題を確認した。

これらを踏まえ、政府は12月、欧州規制（国家補助枠組み及び域内電力市場規則第2019/943号）のガイドラインに準拠したスペインにおける容量市場の実施に関する詳細な提案を行うための公開協議を開始した。

この提案は、システム運営会社が事前に定めた時間帯において待機電力を供給できる発電設備、蓄電設備及び需要設備を対象としており、カバレッジマージン（利用可能な電力とシステム内の需要の差）の削減が予想される。

この提案は、供給期間の前に実施されるオークションに基づいており、待機電力の需要はシステム運営会社によって定義され、参加者は要求された待機電力のレベルに達するまで電力ブロック及び価格を提供するものとされている。

参加者は、システム負荷の高い時間帯における年間平均の待機電力を、オークションで落札された電力と同等となるよう維持し、システム運営会社から送信される起動要請に応答するものとする。

世界の他の地域

チリ

法律第21.667号―料金の安定化を規定する特定の規則の改訂

2024年４月30日、以下の効力を持つ、チリの料金安定化システムに関する４つの関連条文が含まれる法律第21.667号が公布された。

- 価格規制の対象となる顧客の料金は、エネルギー価格の実質コストに徐々に戻るため、供給会社は追加の債務を累積させない。
- 供給会社は、法律第21.185号及び法律第21.472号又はPEC及びMPCの安定化メカニズムに基づき発生した残高を回収する。
- MPCファンドは5.5十億ドル増額され、そのうち追加の3.7十億ドルに30%の保証が付される。これらの残高は、2035年12月31日までに回復しなければならない。
- 最も脆弱なユーザーは、電力補助金の創設により保護される。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2019年７月４日付け省令は、太陽光発電システムを含む設備容量及び技術グループに応じて、オランダのオークション及び登記に基づく競争手続を規定した。特に、予定される手続は以下のとおりである。

- 容量が１MW超の発電所に対するオランダのオークション。
- 容量が１MW未満の発電所の登記。

これまでの法令と異なり、2019年７月４日付け省令は、落札者がゾーン価格とオークション価格との間のプラスの差異を返還するという差異についての双方向契約を通じて再生可能資源を支援するための新しい方法を規定している。再生可能エネルギー容量の入札に成功した者は、発電所の全耐用年数（技術から言えば20年、25年又は30年）に対するインセンティブ・メカニズムの恩恵を受ける。

2021年11月30日、再生可能資源からのエネルギーの利用促進に関するEU指令第2018/2001号を国内法化した2021年11月８日付け法令第199号（REDⅡ法令）が官報に掲載された。

この法令は、2019年７月４日付け省令に言及されたオークション手続において割り当てられなかった容量は、次の５年間の新たなオークションの予定が公表されるまで、2022年のその後の手続においてオークションにかけられると定めている。新たな計画が決定されるまでの間、2024年に３つの追加オークションが行われ、このメカニズムの導入以来、合計16つのオークションが行われた。

2024年12月、欧州委員会は、市場競争力に近い発電コストを有する再生可能エネルギー発電所に対して移行支援メカニズムを導入する、法令第199/2021号（いわゆる暫定的なFER-X法令）を施行する法令草案を承認した。このメカニズムを通じて設定されるインセンティブ割当量は、2025年12月31日まで有効であり、17.65GWの新規再生可能エネルギー容量に相当する。報酬方法は、エネルギー・サービス・オペレーター（GSE）との双方向差金決済取引を採用しているが、例外的に、出力200kW未満の発電所については、包括固定価格を選択することができる。

2024年６月19日、環境・エネルギー安全保障省（MASE）は、再生可能資源による発電に関する革新的技術の促進を目的とした省令を採択した。同省令は、2024年から2028年の期間において、以下の資源の間で分配される4.6GWのインセンティブ割当量を設定している。その資源とは、バイオガス及びバイオマス資源、熱力学的太陽光、地熱、洋上風力、洋上・内水面の浮体式太陽光、並びに潮力エネルギー、波動エネルギー及びその他の海洋エネルギーを動力源とする発電所である。このメカニズムは、競争手続への参加を通じてインセンティブを配分することを規定している。報酬は、出力が300kWを超える発電所についてはGSEとの双方向差金決済取引に基づき決定され、小規模発電所については包括的な料金体系を通じて決定される。最初のオークション手続は2024年に開始され、バイオガス又はバイオマス発電所のみを対象としている。

イベリア半島

再生可能エネルギー

2024年において、スペインでは、建築許可の有効性を維持するために2024年７月25日までに取得する必要がある行政建設許可を要するプロジェクトの件数が大幅に増加した。公表されたデータは、環境移行・人口問題省（MITECO）の管轄下にあるプロジェクトに限定されており、自治体のプロジェクトは含まれていないが、認可された風力及び太陽光発電所の総容量は、40GWから45GWの間と推定されている。これらのプロジェクトは、2028年までに運営開始の認可を取得する必要がある。

2024年の重要な進展の一つは、12月21日に、2025年から2030年の期間に関する送電網の計画プロセスが開始されたことである。命令第TED/1375/2023号により、このプロセスが開始され、約２年間続く。しかし、発電事業者は、再生可能エネルギー発電、蓄電池、揚水及びその他のプロジェクトを開発するために必要なインフラに関する提案を2024年３月31日までに提出するのみでよい。年内にシステム運営会社、国家市場競争委員会及びMITECOが複数の分析を行う。作業は現在進行中である。

2024年10月11日、送電網へのアクセス及び接続に関する通達が公表され、これまで様々な規定に分散していた規則が更新され、単一の文書にまとめられた。この文書では、エネルギー移行におけるネットワークの最適利用に不可欠な「フレキシブル・キャパシティ」という概念が導入されている。

ガリシアに関しては、2024年下半期に、再生可能エネルギー促進のための二つの重要な法律が可決された。

- 法律第2/2024号（11月７日）。この法律は、地域の自然資源の活用から生じる社会的・経済的利益を促進するものである。
- 法律第5/2024号。この法律は、風力発電プロジェクトの運用開始から一定年数が経過した後に再出力化する義務、並びに生産された再生可能エネルギーの一部を地域消費者とのPPA契約に割り当てる義務を含む、財政的・行政的措置を導入するものである。

2024年の上半期中に、MITECOが再生可能エネルギーの報酬制度の今後に関して公開協議を実施した。議論された課題には、オークションでの価格固定を回避するための基準や特に過剰生産期における再生可能エネルギーの更なる促進策が含まれた。この公開協議を受けて、MITECOは規制案の策定を進めており、その第一稿は2025年上半期に開催される公聴会で提示される予定である。

最後に、2024年において、半島外地域における新規発電の規制において大きな進展が見られた。12月末に発行された決議により、審査プロセスを経て半島外地域の競争手続から承認及び除外されるプロジェクトの最終リストが承認された。エンデサが提出したプロジェクトの大部分が、この段階で承認された。

世界の他の地域

米国

輸入太陽光設備に対する米国関税に関する更新

2022年２月、米国政府は、輸入太陽光パネルに適用される第201条の関税措置をさらに４年間延長し、両面受光型の太陽光モジュールに対する除外措置を確認した。2024年５月、両面受光型の太陽光モジュールの除外措置の解除及び国内産鉄鋼製品へのボーナス措置が発表された。米国商務省は、ベトナム、マレーシア、タイ及びカンボジアの結晶シリコン太陽電池（CSPV）のセル及びモジュールが、中国から輸入されるCSPVのセル及びモジュールに対して課される2012年の反ダンピング関税と相殺関税を回避しているかどうかの調査を開始した。エネルはこれらの決定の影響を受けていない。

2022年インフレ削減法（IRA）の影響

インフレ削減法（IRA）は、クリーン技術プロジェクト、再生可能エネルギー発電、交通システムの電化を支援するために、10年間で約415十億ドルを提供している。2030年までに米国の温室効果ガス排出量を40%近くまで削減することを目標としている。IRAは、連邦のクリーン・エネルギー税額控除を延長及び拡大し、投資税控除（ITC）と生産税控除（PTC）を拡大するとともに、エネルギー貯蔵及びマイクログリッドに対する新たな税額控除を導入している。プロジェクトが全額控除を受けるためには、賃金要件及び実習要件を満たさなければならない。国内部品調達要件を満たし、「エネルギー・コミュニティ」又は「低所得コミュニティ」に根差すプロジェクトに対しても、ボーナス税額控除が適用される。財務省は、技術中立型のITC及びPTCを開発し、2025年１月１日に施行された。

エネル・グリッド

イタリア

エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（「ARERA」又は「当局」）は、2024年から2031年の期間における支出及びサービス目標に基づく規制（ROSS）の基準及び一般原則をまとめた統合文書であるTIROSS 2024-2031を承認した。そして、決議第497/2023/R/com号により、ROSS規制の適用基準を具体的に示した。ROSS方法論は、「総支出」（TOTEX）に基づく統合的アプローチを規定しており、ARERAが事前に定めた資本化率に基づき、「スローマネー」と「ファストマネー」の構成要素に区分される。

第６規制期間（2024年から2027年の期間）における配電及び計測サービスに関する料金規制は、ARERA決議第616/2023/R/eel号により定められ、これにより、TIT、TIME及びTICの新たな統合テキストが公表された。

2022年から2027年の期間におけるWACCの決定方法は、決議第614/2021/R/com号により更新され、2022年から2024年の期間における配電及び計測について5.2%の値が設定された。かかる規則では、一部の財務指標によってWACCが少なくとも50ベーシスポイント変動した場合には、（2023年及び2024年に）年次更新を行うことが定められている。決議第556/2023/R/com号により、当局は2024年におけるメカニズムの活性化を確認し、WACCの値を６%に更新した。決議第513/2024/R/com号は、2025年から2027年の期間の報酬率を更新し、値を5.6%に決定し、2026年及び2027年におけるトリガー・メカニズムを確認するとともに、トリガー閾値を30ベーシスポイントに引き下げた。

配電料金及び計測料金については、当局は、2022年の最終貸借対照表の更新データに基づく2023年の確定参照料金（決議第77/2024/R/eel号）、2023年の事前最終貸借対照表の更新データに基づく2024年の暫定的参照料金、及び新たなROSS規制（決議第206/2024/R/eel号）に基づく2024年の財務予測を承認した。2024年の確定参照料金は、2026年中に公表される予定である。

ARERAは、決議第232/2022/R/eel号及び決議第712/2022/R/eel号により、2023年４月１日以降に注入された無効電力の料金を規定することで、無効エネルギーの料金規制を更新した。

当局は、決議第616/2023/R/eel号により、2024年以降、中電圧及び低電圧の顧客に対して無効エネルギーの過剰な引出し及び注入に関して支払う単一料金を定め、決議第617/2023/R/eel号により、全国送電網への注入に関する補償システムを設置するよう配電会社に誘因を付与するメカニズムを導入した。

サービスの質に関して、当局は、決議第617/2023/R/eel号（関連する付属書TIQC及びTIQDを含む。）並びに決議第614/2023/R/eel号により、2024年１月１日から発効する技術的及び商業的サービスの質及びネットワークの強靭化に関する出力ベースのインセンティブ規制を更新した。かかる規定により、ARERAは、特に配給サービスの継続性及び開発手段に関するインセンティブ・メカニズムの導入について、いくつかの措置を採択した。ARERAは、決議第425/2024/R/eel号により、TIQDの第10条に定める手当に基づき、新たなインセンティブ・メカニズムに対し、イー・ディストリブッツィオーネ・ネットワークの開発に関する14の措置を認めた。ARERAは、決議第588/2024/R/eel号により、2020年から2023年の期間の配電サービスの継続性に関する規制措置に関連した経済項目を特定した。決議第584/2024/R/eel号は、2023年の配電サービスの継続性に関するボーナス及び罰則に関連した経済項目を特定した。

2025年予算法（2024年12月30日付け法律第207号）第１条第50項から第53項に基づき、配電事業権保有者（e・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーを含む。）は、臨時の複数年投資計画を提示することができ、かかる計画が承認された場合、計画で想定される投資に沿って、いかなる場合でも20年を超えない期間において、現行の事業権（2030年12月31日に期間満了）の再編が行われる。かかる措置は、配電網の安全性、信頼性及び効率性を向上させることを目的としている。

環境・エネルギー安全保障省は、予算法の施行（2025年１月１日）から180日以内に発行される具体的な法令につき、経済産業省との合意の下、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）の提案に基づき、1997年８月28日付け法令第281号第８条で規定されている統一会議及び管轄の議院内委員会と権限について協議後、前述の計画の提示、評価及び承認のための条件と手続、並びに既存の事業権の再編により事業権保有者（e・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーを含む。）に支払が求められる料金の決定基準を策定している。

イベリア半島

2024年の電力料金

2023年12月25日、CNMCの2023年12月21日付け決議がスペイン官報において公表された。これは、2024年１月１日から適用される送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2023年１月１日と比較して平均1.1%の引下げを規定している。

2024年の料金に関して、ウクライナ及び中東における戦争の経済的及び社会的影響に対応し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択する12月27日付け法令第8/2023号は、2024年に適用される料金を承認する省令が承認されるまで、2023年の料金を延長した。この点に関して、2024年２月14日、２月９日付け命令第TED/113/2024号がスペイン官報において公表され、電力システム料金及び2024年の電力システムの様々な規制コストを定め、2023年の水準を維持し、2024年２月15日付けで施行した。

2025年の電力料金

2024年12月16日、CNMCの2024年12月４日付け決議がスペイン官報において公表され、2025年の送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2024年１月１日と比較して平均4.0%引き下げられた。

さらに、2024年12月28日、2024年12月26日付け命令第TED/1487/2024号がスペイン官報において公表された。これは、電力システム料金及び2025年の電力システムの様々な規制コストを定め、2025年の社会福祉料金に関連する資金配分額を承認した。かかる命令は、2025年１月１日から料金を33%引き下げることを定めている。

2024年の天然ガス料金

2023年６月２日、CNMCの2023年５月30日付け決議がスペイン官報において公表され、2023年10月１日から2024年９月30日まで続く2024年のガス年度につき、運輸ネットワーク、ローカル・ネットワーク及び再ガス化の料金が定められた。再ガス化、運輸及びローカル・ネットワークの規制対象事業に対する料金は、2023年１月１日と比較して、それぞれ-42.7%、+15.5%、-1.9%の平均増減となった。

2023年９月28日、９月26日付け命令第TED/1072/2023号がスペイン官報において公表され、2023年10月１日から2024年９月30日まで続く2024年のガス年度につき、ガスのシステムの費用及び、基本地下貯蔵の報酬と料金が定められた。費用は、平均21.8%の引き上げとなり、地下貯蔵料金は12.9%まで引き下げられた。

2023年９月29日、エネルギー政策及び鉱山局の2023年９月28日付け決議がスペイン官報において公表された。これは、2023年第４四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期と比較してそれぞれ約3.4%、約0.3%及び約1.1%（税抜き）引き下げる。住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）は、約-3.4%から+20.2%までの間（税抜き）で変更された。天然ガス料金に適用されるVATは、５%のままである。

2024年３月29日、2024年３月26日付けエネルギー政策及び鉱山総局決議がスペイン官報において公表された。これは、2024年第２四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期と比較してそれぞれ約10.1%、約12.1%及び約13%（税抜き）引き下げる。住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）は、5.3%及び11%まで引き下げられた。天然ガス料金に適用されるVATは、10%から21%に引き上げられた。

2024年６月29日、2024年６月27日付けエネルギー政策及び鉱山総局決議がスペイン官報において公表された。これは、2024年第３四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期の料金と比較して変更はなく、住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）の変動部分については、平均0.8%（税抜き）引き上げられた。

2025年の天然ガス料金

2024年５月30日、CNMCの2024年５月23日付け決議がスペイン官報において公表され、2024年10月１日から2025年９月30日まで続く2025年のガス年度につき、運輸ネットワーク、ローカル・ネットワーク及び再ガス化の料金が定められた。再ガス化、運輸及びローカル・ネットワークの規制対象事業に対する料金は、2024年１月１日と比較して、それぞれ+21.7%、-16%、+11%の平均増減となった。

2024年９月25日、９月20日付け命令第TED/1013/2024号がスペイン官報において公表され、2025年のガス年度につき、ガスのシステムの費用及び、基本地下貯蔵の報酬と料金が定められた。費用は、平均0.5%の引き上げとなり、地下貯蔵料金は２%まで引き下げられた。

2024年９月28日、2024年９月26日付けエネルギー政策及び鉱山総局決議がスペイン官報において公表された。これは、2024年第４四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期と比較してそれぞれ約5.3%、約11.9%及び約14.7%（税抜き）引き上げる。住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）は、5.3%から18.4%までの間（税抜き）で引き上げられた。天然ガス料金に適用されるVATは、2024年７月から21%になる。

2024年12月30日、2024年12月26日付けエネルギー政策及び鉱山総局決議がスペイン官報において公表された。これは、2025年第１四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期と比較してそれぞれ8.9%、10.5%及び11.6%（税抜き）引き上げる。住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）は、8.9%から17.8%までの間（税抜き）で引き上げられた。

配電事業への報酬

2024年７月31日、CNMC決議が公表され、2020年の配電会社の報酬が定められ、2024年に定められた報酬が更新された。

世界の他の地域

アルゼンチン

電力部門は、発電事業、送電事業及び配電事業を分離する法律第24.065号により規制されている。
DNU第70/2023号は、電力の輸出及び関連する税制に関する制限を撤廃した。
2024年６月１日以降、規制当局ENREは電力料金を改定し、レベル１の顧客に関して20%の引上げ、レベル３の顧客に関して最大130%の引上げとなった。
最後に、配電会社とCAMMESAとの間の負債規制メカニズムは延長された。

ブラジル

鉱山エネルギー省（MME）の監督の下、規制当局のANEELが規制を管理している。
電力料金改定の結果、2024年度は次のとおりとなる。

- エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ（高電圧は+4.97%、低電圧は+3.00%）
- エネル・セアラ（高電圧は-2.10%、低電圧は-3.03%）
- エネル・サンパウロ（高電圧は-3.52%、低電圧は-2.11%）

チリ

電力部門は、エネルギー政策を定める国家エネルギー委員会（CNE）並びに技術的監督及び安全性に責任を負う電力・燃料監督庁（SEC）により規制されている。電力料金は定期的に見直され、発電及び送電のコストを始めとする様々な要因の影響を受けて決まる。
2024年、チリ政府は、2020年以降凍結されてきた電力料金の凍結解除を受けて、住宅用ユーザーに関して約57%と見積もられる大幅な電力料金の引上げを発表した。

コロンビア

発電、送電及び配電を分離する1994年法律第142号及び第143号によって規制されている。
また、規制機関は、電力料金の持続可能性を確保するための規制枠組みの見直しを開始しており、2025年中の進展が予想される。

エンドユーザー市場

イタリア

価格保護の撤廃
電力部門における規制価格の撤廃プロセスを規定する現行の規制枠組み（法律第124/2017号―競争法―（NRRPを実施する法令第152/2021号（法律第233/2021号により承認された。）による直近の改正を含む。））は、以下の日付以降の保護強化サービスの撤廃を規定している。

- 小規模事業者は2021年１月１日から
- 零細企業及び15kW未満の非住宅用顧客は2023年４月１日から
- 非脆弱な住宅用顧客は2024年７月から

自由市場の供給業者を未選択の顧客又は自由市場の供給業者がいない顧客は、入札において事業権を付与された事業者が提供する特定のラストリゾートサービス（以下「段階的セーフガードサービス」という。）を利用できる。小規模事業者向け段階的セーフガードサービスは、2024年６月30日までの期間の第１回オークション及び2024年７月１日から2027年３月31日までの期間の第２回オークションで落札された（ARERA決議第119/2024/R/eel号）。零細企業向け（ARERA決議第208/2022/R/eel号）及び非脆弱な住宅用顧客向け（ARERA決議第362/2023/R/eel号）の段階的セーフガードサービスも、2027年３月31日まで利用可能である。当該期間の終了時においても段階的保護の下で提供されている供給は、同じ事業者による経済的に最も有利な自由市場での供給に切り換えられる。

小規模事業者向けオークションにおいては、エネル・エネルジアは、ミラノ県及びミラノ市を含むイタリア北部の４つの地域を落札した。非脆弱な住宅用顧客に関しては、エネル・エネルジアはイタリア中部及び北部の７つの地域を落札したが、これにはミラノ県及びミラノ市並びにローマ市への供給も含まれている。

脆弱な住宅用顧客は、ARERAが入札による「脆弱性対応サービス」の割当てを通じて、当該サービスから顧客が脱するための方法を定めるまで、引き続き現在の事業者により保護強化サービスを受給する。

競争法第193/2024号は、脆弱な住宅用顧客が2025年６月30日まで段階的セーフガードサービスの利用を要請することが可能と規定し、運用方法の制定はARERAに委譲した。

2024年２月２日付け法律第11号により承認された2023年12月９日付け法令第181号（以下「エネルギー法令」という。）は、保護強化サービスを提供する事業者に有利な、当該サービスに帰する2023年４月１日以降に直接負担した回収不能なコストの回収に関する規定を導入した。

ガス分野に関しては、価格保護の撤廃は2024年１月１日に施行され、自由市場での供給を未選択の非脆弱な及びコンドミニアムは、ARERAが制定する規則に従い自由市場に移行した。脆弱と判定された顧客は、引き続きARERAの指定する経済条件及び契約条件に基づき、脆弱性保護サービスを受給する。

電力

電力部門において、2024年上半期は、保護強化サービスの事業者のマーケティング費用をまかなう料金コンポーネント（RCV）のレベル、及び自由市場の販売業者の参照価格を示す脆弱な保護強化顧客に適用される価格のかかるコンポーネント（PCV）のレベルが決議第136/2023/R/eel号に定義され、適用された。RCV及びPCVのレベルは、2024年７月１日以降に保護強化顧客に適用される料金を制定した決議第262/2024/R/eel号により改定された。ARERAはまた、決議第538/2024/R/eel号により、保護強化サービスを離れて段階的セーフガードサービスに移行する顧客に起因する、料金には含まれない固定費用につき、具体的な要求が存在するため、かかる費用をまかなうよう設計された追加の報酬メカニズムも導入した。

TIVは、事業者が電力供給のために負担する費用の不均衡を調整することを可能にする仕組み等、保護強化サービスの事業者に対する特定の均一化の仕組みを想定している。この観点から、保護強化サービスの事業者に予め割り当てられる電力量の決定において明らかになってきた、時間ベースでは取り扱われない事項に関連するさらなる歪みを無効化するため、ARERAは、決議第535/2024/R/eel号により、2024年の購入平準化調整について、規則により2025年８月と設定された通常の期限よりも前倒しとなる特別前払を定めた。

ガス

ガス部門においては、2024年１月１日以降、決議第137/2023/R/gas号により定義されたQVDコンポーネントのレベルが脆弱な顧客に適用された。これらのレベルは、2024年４月１日付けで、決議第112/2024/R/gas号により改定された。

ガス部門で料金を滞納しているエンドユーザーに関する補償制度に関して、ARERAは、TIVG（統合ガス小売販売法）の第33条及び第41条第１項第b号により、配電網におけるラストリゾートサービス及びデフォルトサービスのプロバイダーに対する延滞金の償還のための具体的なメカニズムを規定している。

イベリア半島

エネルギー効率

2024年３月23日、2024年の国家エネルギー効率基金（法律第18/2014号により創設）への拠出額を確定する３月20日付け命令第TED/268/2024号がスペイン官報において公表され、エンデサの拠出額は98.63百万ユーロとなった。

エンデサは2025年、国家エネルギー効率基金に合計金額131.8百万ユーロの拠出を行うことが期待されており、そのうち少なくとも13.18百万ユーロ（10%）は拠出しなければならない。義務のうち少なくとも15%については、エネルギー効率化証書（EEC）を提出することにより満たされる。

消費者保護措置：*社会福祉料金*

財政、エネルギー及び社会的問題に関する緊急措置を採択した６月26日付け法令第4/2024号の公示を受けて、脆弱な顧客向けの*社会福祉料金*の増分割引は、段階的削減を伴うものの、2025年６月30日まで延長される。2025年７月１日以降の最終割引率は、脆弱な消費者については35%、非常に脆弱な消費者については50%となる。経済、運輸、社会保障に関する緊急措置を採択し、脆弱性の状況に対応する１月28日付け法令第1/2025号により、上記の割引率は2025年下半期において42.5%及び57.5%、2026年１月１日以降は35%及び50%となる。

新しい2025-2030エネルギー貧困解消国家戦略は、既存の仕組みを新たな経済及び社会の状況並びに脱炭素化を目指すエネルギーシステムに適合させるものである。その目的は、中長期的にエネルギー貧困を恒久的かつ漸進的に削減することである。2025年１月24日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、2025年から2030年までを対象期間として本戦略を更新する市中協議を開始した。

消費者保護措置：電力サービスの保証

６月26日付け法令第4/2024号により、不払いが生じた脆弱な顧客に対する不可欠な電気、水道及びガスの供給遮断の禁止も2024年12月31日まで延長された。その後、この延長は、経済、運輸、社会保障に関する緊急措置を承認し、脆弱性の状況に対応する１月28日付け法令第1/2025号により、2025年12月31日までさらに延長された。

消費者保護措置：税制措置

ウクライナ及び中東における紛争の経済的及び社会的影響に対応し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択した12月27日付け法令第8/2023号、並びに財政、エネルギー及び社会的問題に関する緊急措置を採択した６月26日付け法令第4/2024号により、以前に承認されたエネルギー税制措置が延長されるとともに、新たな措置が採択された。

一方では、2023年12月31日まで５%の軽減税率であった付加価値税（VAT）は、電力については2024年の全期間、天然ガスについては2024年３月31日まで、10%に引き上げられた。

また一方では、2023年12月31日まで0.5%の軽減税率であった特別電力税は、2024年第１四半期中は2.5%に、第２四半期中は3.8%に引き上げられた。電力生産価値税は、2024年第１四半期は3.5%、2024年第２四半期は5.25%、それ以降は7%と定められた。

消費者保護措置：電力集約型顧客

ウクライナ及び中東における紛争の経済的及び社会的影響に対応し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択した12月27日付け法令第8/2023号、並びに財政、エネルギー及び社会的問題に関する緊急措置を採択した６月26日付け法令第4/2024号により、2024年中の送配電ネットワークへのアクセス料金に関する電力集約型顧客証明書を付与された消費者向けの80%の割引が延長された。この割引は、経済、財政、運輸及び社会保障の問題に関する緊急措置を採択した12月23日付け法令第9/2024号により、2025年12月31日まで延長された。しかし、この措置は、経済、運輸、社会保障に関する緊急措置を承認し、かつ脆弱性の状況に対処する１月28日付けの新しい法令第1/2025号には含まれていないため、現在は効力を失っている。

消費者保護措置：天然ガスの消費者

法令第17/2021号により制定された、天然ガスのラストリゾートの料金に占める原材料コストの増加の上限を2021年10月１日付けで35%に定めた措置は、その後2022年１月１日付けで15%に改定され、2024年６月30日まで延長されたが、2024年７月１日以降は適用されない。

ロシア・ウクライナ間の紛争に起因する危機に関連して採択された特定の措置の2024年における延長

エネルギー税制及び社会的保護に関するこれまでに解説した措置に加えて、12月27日付け法令第8/2023号及び６月26日付け法令第4/2024号は、以下を含む承認済みの措置の延長及び新規の措置の採択を行った。

- **アクセス料金及びコストに関して、暫定剰余金の62.5%に相当する額が2023年の電力システムのコストに対応し、2024会計年度に割り当てられる。残る剰余金は、2025会計年度の電力システムのコストを相殺するために割り当てることができる。また、国家一般予算の歳出に計上された非半島領土（NPT）の発電の追加コストの清算を担当する機関の区分勘定の2020年及び2021年の暫定黒字の70%までは、2019年の非半島領土（NPT）の発電の追加コストの清算のシステムに移転することができ、残る部分については、５%を2023年に、95%を2024年に移転することができる。**
- **再生可能エネルギー・プロジェクトの展開については、立法において規定された一定の行政上の目的の完了までの期間は延長される。したがって、とりわけ、2017年12月31日よりも後かつこの規則よりも前にアクセス及び接続の許可を受けたプロジェクトに関する行政による建築許可の認可の期限は、2024年７月25日まで６ヶ月延期された。これらのプロジェクトは、当該法令の施行日から３ヶ月後又は行政による建築許可の日付のうち後の方の日までに、2020年７月25日から又は（これより後であれば）アクセス許可の取得から最大８年間の最終開発許可の取得期限の延長を申請することができる。同様に、電力部門の12月26日付け法律第24/2013号は、再生可能エネルギー関連の入札において非経済的な落札者決定基準を評価点の30%までの重みで勘案することが可能となるよう改正された。**

激烈な切離低気圧（DANA）による被害に対処する即時対応のための緊急措置、復興・復旧計画

多数の自治コミュニティ、とりわけバレンシア・コミュニティにおいて今世紀最悪のDANAをもたらした2024年10月29日（火曜日）の自然災害を受けて、バレンシア州の一部の地方自治体及び地域が被った深刻な影響に鑑み、スペイン政府は、被災住民の援助並びに損害を受けたインフラ、物品及びサービスの復旧を目的とした措置を承認し、11月５日付け法令第6/2024号により、2024年10月28日から11月４日にかけて激烈な切離低気圧（DANA）が多数の地方自治体にもたらした損害に対処する緊急措置を採択し、また、11月11日付け法令第7/2024号により、2024年10月28日から11月４日にかけて激烈な切離低気圧（DANA）が多数の地方自治体にもたらした損害に対処する、即時対応のための緊急措置、復興・復旧計画を採択した。

世界の他の地域

ラテンアメリカ

全ての国において、配電会社は規制された基準で顧客に電力を供給することができるが、顧客が一定の限度を超えた場合においても、自由市場条件の下で供給を行うことができる。国別の自由市場の制限は以下のとおりである。

国	kW
アルゼンチン	>30kW
ブラジル	グループAの顧客
コロンビア	>100kW又は55MWh/月
コスタリカ	該当なし
グアテマラ	>100kW
パナマ	>100kW
チリ	>300kW

４【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2024年12月31日におけるエネルグループの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資

法令第127/1991号第38条及び第39条並びに2006年７月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号に従い、イタリア民法典第2359条に準じた、2024年12月31日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資の一覧表が以下に記載されている。エネルは全ての投資について完全な権原を有する。

各会社毎にその名称、本社、資本金、資本金が表示されている通貨、事業セグメント、その会社の株を所有する会社、その所有率及び当グループの所有率が記載されている。

会社名称	本社	国	資本金	通貨	セグメント	所有する会社	所有率 %	グループ所有率 %
親会社:								
エネル・エスピーエー(Enel SpA)	ローマ	イタリア	10,166,679,946	ユーロ	グループ・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
子会社:								
10219727・サスカチュワン・エルティーディー(10219727 Saskatchewan Ltd)	サスカトゥーン	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エルムスソープ・ウィンド・エルピー	100%	100%
25・マイル・クリーク・ウィンドファーム・エルエルシー(25 Mile Creek Windfarm LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
25・マイル・ピーピーエー・エルエルシー(25 Mile PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー(25RoseFarms Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
３エスユーエヌ・エスアールエル(3SUN Srl)	カタニア	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	97% 3%	100%
３エスユーエヌ・ユーエスエー・エルエルシー(3SUN USA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
4814・インベストメンツ・エルエルシー(4814 Investments LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディンブス・エルエルシー(Ables Springs Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エーブルス・スプリングス・ソーラー・エルエルシー(Ables Springs Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エーブルス・スプリングス・ストレージ・エルエルシー(Ables Springs Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

アブ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Abu Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
エース・ハイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ace High Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エイスト・リニューアブルズ・ヒドゥン・ヴァレー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
エースファット・エーアイイー(Acefat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14%	10%
アダムズ・ソーラー・ピーヴイ・プロジェクト・トゥー(アールエフ)ピーティーワイ・エルティーディー(Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
アドリア・リンク・エスアールエル(Adria Link Srl)	ゴリツィア	イタリア	300,297	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50%	50%
アファーカット・ウィンド・ファーム(Aferkat Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	389,600	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー(Agassiz Beach LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
アガトス・グリーン・パワー・トリノ・エスアールエル(Agatos Green Power Trino Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル	100%	100%
アグイロン・20・エスエー(Aguillón 20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
アイドン・オーワイ(Aidon Oy)	ユヴァスキュラ	フィンランド	5,112,572	ユーロ	エネル・グリッド	グリットスパタイズ・エスアールエル	100%	50%
アルバ・エネルジア・エルティーディーエー(Alba Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	16,045,169	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー(Albany Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
アルミロズ・エーピーイー・シングル・メンバー・ピーシー(Almyros Ape Single Member PC)	マロウシ	ギリシャ	270,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
アルペ・アドリア・エネルジア・エスアールエル(Alpe Adria Energia Srl)	ウディネ	イタリア	900,000	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50%	50%
アルタ・ファームズ・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
アルタ・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Alta Farms Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アルヴォラーダ・エネルジア・エスエー(Alvorada Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	42,117,416	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
アンバー・セージ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Amber Sage Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

アンプラ・エネルジア・エ・セルヴィソス・エスエー(Ampla Energia e Serviços SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	6,953,230,392	ブラジルレアル	エネル・グリッド取引エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー(Annandale Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
アピアカス・エネルジア・エスエー(Apiacás Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,216,846	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
アキーリャ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aquilla Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
アラゴネサ・デ・アクティヴィダデス・エネルジェティカス・エスエーユー(Aragonesa de Actividades Energéticas SAU)	テルエル	スペイン	60,100	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
アラノート・デザロロス・エスエルユー(Aranort Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	1,953	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
アラバリ・スルヤ(プロジェクト１)・プライベート・リミテッド(Aravalli Surya (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	31,630,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アルカディア・パワー・インク(Arcadia Power Inc.)	ワシントンディーシー	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	0%	0%
アレナ・グリーン・パワー・１・エスエルユー(Arena Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
アレナ・グリーン・パワー・２・エスエルユー(Arena Green Power 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
アレナ・グリーン・パワー・３・エスエルユー(Arena Green Power 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
アレナ・グリーン・パワー・４・エスエルユー(Arena Green Power 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
アレナ・グリーン・パワー・５・エスエルユー(Arena Green Power 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・11・エスエルユー(Arena Power Solar 11 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Arena Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Arena Power Solar 13 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・20・エスエルユー(Arena Power Solar 20 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・33・エスエルユー(Arena Power Solar 33 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・34・エスエルユー(Arena Power Solar 34 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
アレナ・パワー・ソーラー・35・エスエルユー(Arena Power Solar 35 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%

アロー・ヘッド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Arrow Head Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アロー・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト(Arrow Hills Solar Project)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・II・エーアイイー(Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE)	ヴァンデリョス	スペイン	19,232,400	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	85%	60%
アテカ・レノバブルズ・エスエル(Ateca Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
アトランティコ・フォトボルタイク・エスエーエス・イーエスピー(Atlántico Photovoltaic SAS ESP)	バランキヤ	コロンビア	50,587,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー(Atwater Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Aurora Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	74%	74%
オーロラ・ランド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Land Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aurora Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オータム・ヒルズ・エルエルシー(Autumn Hills LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
オータム・ワルツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Autumn Waltz Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Energy India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Solar India Private Limited)	ニューデリー	インド	4,918,810,370	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51%	51%
アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Surya India Private Limited)	グルグラム	インド	875,350	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51%	51%
アヴィキラン・ヴァユ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Vayu India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

アズーレ・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Solar Project LLC))	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Azure Sky Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Azure Sky Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バイカル・エンタープライズ・エスエルユー(Baikal Enterprise SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
バレアレス・エナジー・エスエルユー(Baleares Energy SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	4,509	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
バーンウェル・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Barnwell County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
バス・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bath House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ベイリオ・ソーラー・エスエルユー(Baylio Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
バイユー・ブルーズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bayou Blues Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーコン・ハーバー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Beacon Harbor Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーヴァー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー(Beaver Falls Water Power Company)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー	68%	68%
ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー(Beaver Valley Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ブジャド・ソーラー・プラント(Bejaad Solar Plant)	カサブランカ	モロッコ	10,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
ベルテイル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Belltail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ベロメチェツカヤ・ダブリューピーエス(Belomechetskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	3,010,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100%	100%
ベトワ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Betwa Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ビージュー・ヒルズ・ウィンド・エルエルシー(Bijou Hills Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
バイオエナジー・キャセイ・ジェローラ・エスアールエル(Bioenergy Casei Gerola Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%

次へ

バイソン・メドース・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バイソン・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブレア・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Blair Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Blanche BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Blanche BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルエルシー(Blanche BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス・トラスト(Blanche BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ブルー・クラブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Blue Crab Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ジェイ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Blue Jay Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ジェイ・ソーラー・Ⅱ・エルエルシー(Blue Jay Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ノート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Blue Note Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・スター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Blue Star Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス(Bogotá ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,189,706,920	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス	100%	9%
ボイトゥメロ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Boitumelo Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
ボールド・エルク・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Bold Elk Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー(Bondia Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	2,950,888	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
ブーン・スティーブンス・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Boone Stephens Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ボサ・デル・エブロ・エスエル(Bosa del Ebro SL)	サラゴサ	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ボトム・グラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bottom Grass Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブーダー・ウィンド・ファーム(Boujdour Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	90%	45%

ボルダークーム・ソーラー・ファーム・トラスト(Bouldercombe Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	10 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ボルダークーム・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bouldercombe Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー・ホールディング・トラスト(Bouldercombe Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	10 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Bouldercombe Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ボルダークーム・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ボックス・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Box Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーピー・ハイドロ・ファイナンス・パートナーシップ(BP Hydro Finance Partnership)	ソルトレークシティ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク エネル・カンザス・エルエルシー	24% 76%	100%
ブランドンビル・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Brandonville Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブラボー・ドーム・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bravo Dome Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブラサトルタス・220・レノバブルズ・エスエル(Brazatortas 220 Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	17% 17%	12%
ブラゾリア・ウェスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria West Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブラゾス・フラット・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazos Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Brick Road Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブロンコ・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bronco Hills Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブラッシュ・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brush County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
バック・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buck Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バックシューテム・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Buckshutem Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バックシューテム・ソーラー・Ⅱ・エルエルシー(Buckshutem Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バッファロー・デューンズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Dunes Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Dunes Wind Project LLC)	トピカ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー	75%	75%
バッファロー・ジャンプ・エルピー(Buffalo Jump LP)	アルバータ	カナダ	10 カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%

バッファロー・スプリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Spirit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブンガラ・ワン・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト	100%	26%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・トラスト(Bungala One Operation Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・トラスト(Bungala One Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala One Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%
ブンガラ・ワン・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト(Bungala One Property Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ソーラー・トラスト(Bungala Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ブンガラ・トゥー・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト	100%	26%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Operations Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・トラスト(Bungala Two Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%

ブンガラ・トゥー・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト(Bungala Two Property Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	26%
バーガンディ・スプルース・ソーラー・エルピー(Burgundy Spruce Solar LP)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ビジネス・ベンチャー・インベストメンツ 1468(ピーティーワイ)エルティーディー(Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
バタフライ・メドウズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Butterfly Meadows Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シーアンドシー・カステルヴェーテーレ・エスアールエル(C&C Castelvetere Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シーアンドシー・ウノ・エナジー・エスアールエル(C&C Uno Energy Srl)	ローマ	イタリア	118,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
カクタス・メサ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cactus Mesa Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カンポス・プロモトレス・レノバブルズ・エスエル(Campos Promotores Renovables SL)	エルチェ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25%	18%
カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Canastota Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
キャニー・リヴァー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Caney River Wind Project LLC)	オーヴァーランド・パーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100%	10%
キャニオン・トップ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Canyon Top Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Capricorn BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・トラスト(Capricorn BESS Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Capricorn Solar Hybrid Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%

キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Capricorn Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
キャッスル・ロック・リッジ・リミテッド・パートナーシップ(Castle Rock Ridge Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
カタラナ・ディンシアチブ・エスエー(清算中)(Catalana d'Iniciatives SA in liquidation)	バルセロナ	スペイン	30,862,800	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	1%	1%
キャトル・ドライブ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cattle Drive Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シーデック―シック・エルティーディーエー(Cdec - Sic Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	709,783,206	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	6%	4%
セダー・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cedar Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・ボン・ノーミ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	サルバドール	ブラジル	11,841,217	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・サンフランシスコ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda)	ニテロイ	ブラジル	385,128,917	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
セントラル・ハイドラウリカ・グエハル・シエラ・エスエル(Central Hidráulica Güejar-Sierra SL)	グラナダ	スペイン	364,213	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	23%
セントラル・テルミカ・デ・アンリャレス・エーアイイー(Central Térmica de Anllares AIE)	マドリード	スペイン	595,000	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	33%	23%
セントラル・ブエルタ・デ・オブリガド・エスエー(Central Vuelta de Obligado SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電取引 サービス	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	33%	18%
セントラレス・ヌクレアレス・アルマラズ―トリロ・エーアイイー(Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE)	マドリード	スペイン	-	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	24%	17%
セントラム・プレ・ヴェドゥ・ア・ヴィスクム・エスアールオー(Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	6,639	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100%	33%
シーイーエス・２・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 2 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	503	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・３・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 3 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	505	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・４・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 4 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	503	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・５・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 5 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	505	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・６・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 6 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	502	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%

次へ

シーイーエス・７・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 7 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	503	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・８・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 8 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	505	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエスアイ－チェントロ・エレットロテクニコ・スペリメンターレ・イタリアーノ・ジャチント・モッタ・エスピーエー(CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA)	ミラノ	イタリア	8,550,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	43%	43%
シャンパーニュ・ストレージ・エルエルシー(Champagne Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
チェッカーボード・プレインズ・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
シャイアン・リッジ・II・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge II Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シャイアン・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ブラック・リヴァー・エルエルシー(Chi Black River LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー(Chi Minnesota Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・１・エルエルシー	100%	100%
シーエイチアイ・オペレーションズ・インク(Chi Operations Inc.)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・パワー・インク(Chi Power Inc.)	ネイプルズ	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・パワー・マーケティング・インク(Chi Power Marketing Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー(Chi West LLC)	サンフランシスコ	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー(Chisago Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー(Chisholm View II Holding LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Chisholm View Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	63%	63%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Chisholm View Wind Project LLC)	ニューヨーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%

シマロン・ベンド・アセッツ・エルエルシー(Cimarron Bend Assets LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅰ・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅲ・エルエルシー エネル・カンザス・エルエルシー	49% 49% 1% 1%	100%
シマロン・ベンド・Ⅲ・ホールドシーオー・エルエルシー(Cimarron Bend III HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cimarron Bend Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅰ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅲ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project III LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー	100%	100%
シンチ・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cinch Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリア・フォーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clear Fork Solar Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリア・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clear Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クリントン・ファームス・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Battery Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリントン・ファームス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリントン・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クラウドウォーカー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cloudwalker Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コジェイン・サンニオ・エスアールエル(Cogein Sannio Srl)	ローマ	イタリア	10,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%

コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル(清算中)(Cogeneración El Salto SL in liquidation)	サラゴサ	スペイン	36,061	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	20%	14%
コジェニオ・イベリア・エスエル(Cogenio Iberia SL)	マドリード	スペイン	2,874,622	ユーロ	エネルX	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	20%	14%
コジェニオ・エスアールエル(Cogenio Srl)	ローマ	イタリア	2,310,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・イタリア・エスアールエル	20%	20%
コフナ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	3,419,700	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コフナ・ソーラー・ホールディング・トラスト(Cohuna Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
コフナ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コフナ・ソーラー・トラスト(Cohuna Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
コロンビア・ゼットイー・エスエーエス(Colombia ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	11,872,499,000	コロンビアペソ	エネルX	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	20%	9%
コマンチェ・クレスト・ランチ・エルエルシー(Comanche Crest Ranch LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
コメルシアリザドラ・エレクトリカ・ディ・カディス・エスエー(Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	600,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	34%	23%
コンパニア・ポルト・ディ・チヴィタベッキア・エスピーエー(清算中)(Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidation)	ローマ	イタリア	15,130,800	ユーロ	火力発電	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	24%	24%
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラーコエルチェ(Companhia Energética do Ceará - Coelce)	フォルタレザ	ブラジル	1,968,926,886	ブラジルレアル	エネル・グリッド取引エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	74%	61%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスール・エスエー―シーティーエム(Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,025,191,313	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー エネル・エスピーエー	74% 26% 0%	82%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー(Compañía Eólica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5% 36%	26%
コンパス・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Compass Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コンチェルト・エスアールエル(Concert Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	火力発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
コンチョ・ソーラー・I・エルエルシー(Concho Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
コンコード・ヴァイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Concord Vine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コンソリデイティッド・ハイドロ・サウスイースト・エルエルシー(Consolidated Hydro Southeast LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

コンソリデイティッド・パンプト・ストレージ・インク(Consolidated Pumped Storage Inc.)	ウィルミントン	米国	550,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	82%	82%
コンザ・グリーン・エナジー・エスアールエル(Conza Green Energy Srl)	ローマ	イタリア	73,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
コッパー・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Copper Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コーポラシオン・エンプレサリアル・デ・エクストレマデュラ・エスエー(Corporación Empresarial de Extremadura SA)	バダホス	スペイン	44,538,000	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	1%	1%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル(Corporación Eólica de Zaragoza SL)	ラ・プエブラ・デ・アルフィンデン	スペイン	271,652	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25%	18%
カントリー・ブルー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Country Blue Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カントリー・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Country Roads Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カウ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cow Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クローフィッシュ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Crawfish Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クレディト・ファシル・コデンサ・エスエー・カンパニア・デ・フィナンシアミエント(清算中)(Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	32,000,000,000	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	0% 49% 0%	23%
クロケット・ソーラー・I・エルエルシー(Crockett Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クリスタル・ブリッジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Crystal Bridge Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デイリー・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dairy Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デイジー・パッチ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Daisy Patch Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ダナックス・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Danax Energy (Pty) Ltd)	サンドトン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
ダップルド・コルト・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Dappled Colt Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ドーフィン・ソーラー・I・エルエルシー(Dauphin Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
デイブレイク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Daybreak Wind Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デシマルフィギュア―ユニペソアル・エルティーディーエー(Decimalfigure - Unipessoal Ltda)	ペゴ	ポルトガル	2,000	ユーロ	火力発電	テージョ・エネルジア―プロダクシオン・エ・ディストリビュシオン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー	100%	31%

デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー(Dehesa de los Guadalupes Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・03・エスエルユー(Dehesa PV Farm 03 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・04・エスエルユー(Dehesa PV Farm 04 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
デリヴェックス・エスエー(Derivex SA)	ボゴタ	コロンビア	938,734,000	コロンビアペソ	ファイナンス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	5%	2%
デサリョーリョ・デ・フエルザス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	53,104,350	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
デザート・ウィロー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Desert Willow Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ディーアイティーエヌイー―ディストレット・テクノロジコ・ナツィオナーレ・スル・エネルジア―ソシエタ・コンソルティレ・ア・レスポンサビリタ・リミタータ(DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull ' Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata)	ローマ	イタリア	451,878	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	2%	2%
ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー(Diamond Vista Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ダイアモンド・ヴィスタ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Diamond Vista Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ディスパッチ・リニュアブル・エナジー・シングル・メンバー・エスエー(Dispatch Renewable Energy Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	2,240,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ディストレット・テクノロジコ・シシリア・ミクロ・エ・ナノ・システミ・エスシーエーアールエル(Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl)	カターニア	イタリア	628,978	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	３エスユーエヌ・エスアールエル	6%	6%
ディストリビュイドラ・デ・エネルジア・エレクトリカ・デル・バジェス・エスエー(Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA)	バルセロナ	スペイン	108,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	55% 45%	70%
ディストリビィドラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルス・エスエーユー(Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SAU)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	12,621,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
ディストリレック・インベルソラ・エスエー(Distrilec Inversora SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	497,612,021	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	52%	42%
ドッジ・センター・ディストリビューディッド・ソーラー・エルエルシー(Dodge Center Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴイ(Dolores Wind SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	4,151,197,627	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 99%	100%
ドミニカ・エネルジア・リンピア・エスエー・デ・シーヴイ(Dominica Energía Limpia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,070,600,646	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%

前へ　次へ

ドルセット・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dorset Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ドラゴンフライ・フィールズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Dragonfly Fields Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Drift Sand Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50%	50%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Drift Sand Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	50%
ドゥエレティ・エスアールエル(Duereti Srl)	ミラノ	イタリア	125,000,000	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	10%	10%
ドワルカ・ヴァユ・１・プライベート・リミテッド(Dwarka Vayu 1 Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
イーエスシーオー・コミュニ・エスアールエル(E.S.CO. Comuni Srl)	ベルガモ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・イタリア・エスアールエル	60%	60%
アースリー・リフレクションズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Earthly Reflections Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イースターン・ブルー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Eastern Blue Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イースターン・ライズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Eastern Rise Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー(Eastwood Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
エベネーザ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Ebenezer Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エコソーラー２・エスエー(Ecosolar2 SA)	グレヴェナ	ギリシャ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネラシオン・シングル・メンバー・エスエー	0%	0%
イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー(Edistribución Redes Digitales SLU)	マドリード	スペイン	1,204,540,060	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー(e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
イーエフ・ディベスチャー・エルエルシー(EF Divesture LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
イフィチエンチャ・エスアールエル(Efficientya Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50%	50%
イージーピー・ビーイーエスエス・１(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP BESS 1 (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
イージーピー・バイオエナジー・エスアールエル(EGP Bioenergy Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGP Estonian Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピー・フォトヴォルタイカ・ラ・ロマ・エスエーエス(清算中)(EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク(EGP Geronimo Holding Company Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・ガルフスター・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(EGP GulfStar Solar PPA LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・1・エルエルシー(EGP HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGP HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGP HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGP HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGP HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGP HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGP HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGP HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGP HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGP HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・2・エルエルシー(EGP HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・3・エルエルシー(EGP HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・4・エルエルシー(EGP HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・5・エルエルシー(EGP HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・6・エルエルシー(EGP HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・7・エルエルシー(EGP HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・8・エルエルシー(EGP HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・9・エルエルシー(EGP HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴィ(EGP Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,258,077,873	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ	100% 1%	100%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・1・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・2・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 2 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー(EGP North America PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・サバウディア・エスアールエル(EGP Sabaudia Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・ソルト・ウェルズ・ソーラー・エルエルシー(EGP Salt Wells Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・サン・レアンドロ・マイクログリッド・I・エルエルシー(EGP San Leandro Microgrid I LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・ソーラー・サービシズ・エルエルシー(EGP Solar Services LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ソーラー・ヴイ・エスエーユー(EGP Solar V SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	82%
イージーピー・ソーラー・ヴイアイ・エスエーユー(EGP Solar VI SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	82%
イージーピー・テッラチーナ・01・エスアールエル(EGP Terracina 01 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・テッラチーナ・02・エスアールエル(EGP Terracina 02 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・ティンバー・ヒルズ・プロジェクト・エルエルシー(EGP Timber Hills Project LLC)	ロサンゼルス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%
イージーピーイー・ソーラー・2・エスエルユー(EGPE Solar 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・1・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・15・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・16・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・17・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・18・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・19・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・２・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・20・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・21・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・22・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・23・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・24・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・25・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・26・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・27・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・28・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・29・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・３・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・30・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・４・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・５・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・６・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・7・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・8・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・9・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・1・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・10・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・11・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・12・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・13・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・14・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・15・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・16・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・17・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・18・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・19・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・2・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・20・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・3・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・4・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・5・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・6・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・7・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

前へ　次へ

イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・8・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・9・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Development Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Hydro Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・1・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 1 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・2・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・5・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 5 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・6・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 6 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・7・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 7 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー(EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	10%	10%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー	100%	10%
イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・1・エルエルシー(EGPNA Wind Holdings 1 LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%
イージーピーエヌエー・エスピー・セブン・カウボーイ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エルコガス・エスエー(清算中)(Elcogas SA in liquidation)	プエルトリャノ	スペイン	809,690	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・エスピーエー	41% 4%	33%

エレクガス・エスエー(Elecgas SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50%	35%
エレクトラ・キャピタル(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Electra Capital (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エスエー(Eléctrica de Jafre SA)	バルセロナ	スペイン	165,876	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	53% 47%	70%
エレクトリカ・デ・リハー・エスエル(Eléctrica de Lijar SL)	アルゴドナレス	スペイン	1,081,822	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50%	35%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエーユー(Eléctrica del Ebro SAU)	バルセロナ	スペイン	500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
エレクトリシダッド・デ・プエルト・レアル・エスエー(Electricidad de Puerto Real SA)	プエルトレアル	スペイン	4,960,246	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50%	35%
エレクトロメタルジカ・デル・エブロ・エスエル(Electro Metalúrgica del Ebro SL)	マドリード	スペイン	2,906,862	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0%	0%
エレクトロテスト・インスタラシオネス・モンタヘス・イ・マンテニミエントス・エスエル(Electrotest Instalaciones Montajes y Mantenimientos SL)	プエルトレアル	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エプレサ・エネルジア・エスエー	50%	18%
エレクトロパウロ・メトロポリターナ・エレクトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー(Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)	サンパウロ	ブラジル	4,532,524,934	ブラジルレアル	エネル・グリッド 取引 エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エメラルド・クレセント・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Emerald Crescent Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Emeroo BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Emeroo BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルテイーディー(Emeroo BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス・トラスト(Emeroo BESS Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
エミンテグラル・サイクル・エスエルユー(Emintegral Cycle SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
エンプレサ・カルボニフェラ・デル・スール―エンカスール・エスエーユー(Empresa Carbonífera del Sur - Encasur SAU)	マドリード	スペイン	18,030,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100%	70%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・ディストリビュシオン・エスエーユー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU)	セウタ	スペイン	16,562,250	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	96%	68%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エネルジア・エスエルユー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU)	セウタ	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%

エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスール(Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	898,585,028	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX eモビリティ	ディストリレック・インベルソラ・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	56% 43%	59%
エンプレサ・エレクトリカ・ペフエンチェ・エスエー(Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	175,774,920,733	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	93%	56%
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー(Empresa Propietaria de la Red SA)	パナマシティ	パナマ	58,500,000	米ドル	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	11%	11%
イーエヌ・ソーラー４・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(En. Solar4 Single Member Private Company)	マロウシ	ギリシャ	3,581,150	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
エンデサ・キャピタル・エスエーユー(Endesa Capital SAU)	マドリード	スペイン	60,200	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・エネルジア・エスエーユー(Endesa Energía SAU)	マドリード	スペイン	14,445,576	ユーロ	取引 エンドユーザー市場 エネルX	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・フィナンシアシオン・フィリアレス・エスエーユー(Endesa Financiación Filiales SAU)	マドリード	スペイン	4,621,003,006	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー(Endesa Generación Portugal SA)	リスボン	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・エネルジア・エスエーユー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0% 99% 1%	70%
エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー(Endesa Generación SAU)	セビリア	スペイン	1,940,379,735	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー(Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	965,305	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー(Endesa Medios y Sistemas SLU)	マドリード	スペイン	89,999,790	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・モビリティ・エスエルユー(Endesa Mobility SLU)	マドリード	スペイン	10,000,000	ユーロ	eモビリティ	エンデサ・エスエー	100%	70%
エンデサ・オペラシオネズ・イ・セルヴィシオス・コメルシアレス・エスエルユー(Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU)	マドリード	スペイン	10,138,580	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
エンデサX・ウェイ・エスエル(Endesa X Way SL)	マドリード	スペイン	600,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エンデサ・モビリティ・エスエルユー エネルX・ウェイ・エスアールエル	49% 51%	85%
エンデサ・エスエー(Endesa SA)	マドリード	スペイン	1,270,502,540	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エンデサ・エスエー エネル・イベリア・エスアールエルユー	0% 70%	70%
エネル・アルバータ・ソーラー・インク(Enel Alberta Solar Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アルバータ・ストレージ・インク(Enel Alberta Storage Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アルバータ・ウィンド・インク(Enel Alberta Wind Inc)	アルバータ	カナダ	16,251,021	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アメリカス・エスエー(Enel Américas SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	15,799,226,825	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	82%	82%

エネル・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,297,711,908	アルゼンチンペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	100% 0%	82%
エネル・ベラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Enel Bella Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
エネル・ブラジル・エスエー(Enel Brasil SA)	サンパウロ	ブラジル	52,037,115,742	ブラジルレアル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	100% 0%	82%
エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,882,103,470,184	チリペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	65%	65%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー(Enel CIEN SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	285,044,682	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・コリナ・エスエー(Enel Colina SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	82,222,000	チリペソ	エネル・グリッド	エネル・チリ・エスエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0% 100%	64%
エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー(Enel Colombia SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	655,222,312,800	コロンビアペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	57%	47%
エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー(Enel Costa Rica CAM SA)	サン・ホセ	コスタリカ	27,500,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー(Enel Distribución Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	177,568,664,063	チリペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX	エネル・チリ・エスエー	99%	64%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・エネルジア・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Energia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	25,000,100	メキシコペソ	取引 エンドユーザー市場	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・イリノイ・エルエルシー(Enel Energy North America Illinois LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・オハイオ・エルエルシー(Enel Energy North America Ohio LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・ペンシルベニア・エルエルシー(Enel Energy North America Pennsylvania LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・テキサス・エルエルシー(Enel Energy North America Texas LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Energy North America LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・エナジー・サウス・アフリカ(Enel Energy South Africa)	ウィルミントン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)(Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	火力発電 エネルX	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー(Enel Finance America LLC)	ウィルミントン	米国	200,000,000	米ドル	ファイナンス	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ(Enel Finance International NV)	アムステルダム	オランダ	1,478,810,371	ユーロ	ファイナンス	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル エネル・エスピーエー	75% 25%	100%
エネル・フォーチュナ・エスエー(Enel Fortuna SA)	パナマシティ	パナマ	100,000,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	50%	24%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#1・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#10・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#11・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#12・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#13・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#14・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#15・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#16・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#17・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#18・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#19・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #19 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#2・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#20・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #20 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#3・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#4・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#5・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#6・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#7・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

前へ　次へ

エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#8・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#9・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー(Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	552,777,320,871	チリペソ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場 サービス	エネル・チリ・エスエー	94%	61%
エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー(Enel Generación El Chocón SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	11,401,954,061	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルジェンティーナ・エスエー ハイドロインベスト・エスエー	9% 59%	54%
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー(Enel Generación Piura SA)	サンミゲル	ペルー	249,202,667	ペルーソル	火力発電 取引 エンドユーザー市場	エネル・ペルー・エスエーシー	96%	79%
エネル・ジェネラシオン・エスエーデ・シーヴイ(Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,100,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル(Enel Global Services Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー(Enel Global Trading SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000	ユーロ	取引	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Ables Springs Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・01・エスエー(Enel Green Power Aroeira 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	334,518,402	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・02・エスエー(Enel Green Power Aroeira 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	324,928,400	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・03・エスエー(Enel Green Power Aroeira 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	324,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・04・エスエー(Enel Green Power Aroeira 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	430,299,146	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・05・エスエー(Enel Green Power Aroeira 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・06・エスエー(Enel Green Power Aroeira 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,511,002	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・07・エスエー(Enel Green Power Aroeira 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	323,520,630	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・08・エスエー(Enel Green Power Aroeira 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・01・エルティーディーエー (Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda)	サルバドル	ブラジル	3,554,607	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	リオデジャネイロ	ブラジル	104,890,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・カベカ・デ・ボイ・エスエー(Enel Green Power Cabeça de Boi SA)	ニテロイ	ブラジル	270,114,539	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー(Enel Green Power Cachoeira Dourada SA)	カショエイラ・ドゥラダ	ブラジル	64,339,836	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク(Enel Green Power Canada Inc.)	モントリオール	カナダ	85,681,857	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・セラド・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Cerrado Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー(Enel Green Power Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	599,261,770	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・チリ・エスエー エネル・エスピーエー	100% 0%	65%
エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー(Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・コヴ・フォート・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Cove Fort Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・クリスタル・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Cristal Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	87,784,899	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	204,653,591	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	107,601,273	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・クマル・03・エスエー(Enel Green Power Cumaru 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	225,021,296	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・04・エスエー(Enel Green Power Cumaru 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	100,869,708	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・05・エスエー(Enel Green Power Cumaru 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	180,208,001	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Cumaru Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Damascena Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,709,003	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・エー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,062,483	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ビー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	93,068,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・シー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,105,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ディー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	105,864,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・イー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	105,936,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー(Enel Green Power Desenvolvimento Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	207,822,302	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル(Enel Green Power Development Srl)	ローマ	イタリア	20,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ダイアモンド・ヴィスタ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ドイス・リアチョス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,347,009	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー(Enel Green Power Egypt SAE)	カイロ	エジプト	250,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	エルサルバドル	エルサルバドル	22,860	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エルクウォーター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エルムスソープ・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	119,791,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー(Enel Green Power España Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	81,106	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー(Enel Green Power España SLU)	マドリード	スペイン	11,153	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100%	70%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Esperança Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	99,418,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・エストニアン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Estonian Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ファゼンダ・エスエー(Enel Green Power Fazenda SA)	ニテロイ	ブラジル	264,141,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・2・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	133,315,219	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・3・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	131,001,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Fontes II Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Fontes Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ガナード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー (Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ(Enel Green Power Global Investment BV)	アムステルダム	オランダ	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Gulfstar Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ハドロス・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership)	-	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エイチエフ101・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヒルトッパー・ウィンド・エルエルシー(旧名称：ヒルトッパー・ウィンド・パワー・エルエルシー)(Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (formerly Hilltopper Wind Power LLC))	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾンテ・エムピー・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	431,566,053	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(Enel Green Power India Private Limited)	ニューデリー	インド	200,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル(Enel Green Power Italia Srl)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルテ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	219,806,646	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	227,810,333	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・スル・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	408,949,643	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Joana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,259,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	82%
エネル・グリーン・パワー・ケニア・リミテッド(Enel Green Power Kenya Limited)	ナイロビ	ケニア	100,000	ケニアシリング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	99% 1%	100%
エネル・グリーン・パワー・コレア・エルエルシー(Enel Green Power Korea LLC)	ソウル	大韓民国	8,796,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・01・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・02・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・03・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・04・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・05・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・06・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・07・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・08・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・09・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・10・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 10 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・11・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・12・エスエー(Enelー Green Power Lagoa do Sol 12 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・13・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa II Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・III・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa III Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・マニソバ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Maniçoba Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,722,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・メテハラ・ソーラー・プライベート・リミテッド・カンパニー(Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company)	-	エチオピア	5,600,000	エチオピアブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー	80%	80%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel Green Power México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	10,595,218,475	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%

エネル・グリーン・パワー・エムエム・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー(Enel Green Power MM GmbH & Co.KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・I・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	108,476,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・II・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	100,170,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル(Enel Green Power Morocco Sàrl)	カサブランカ	モロッコ	839,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・I・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	248,138,287	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ノルト・02・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ド・シャベウ・II・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	206,050,114	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・03・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・04・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・モウラン・エスエー(Enel Green Power Mourão SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	25,600,100	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ナミビア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd)	ウィントフック	ナミビア	10,000	ナミビアドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー(Enel Green Power North America Development LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク(Enel Green Power North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・01・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・02・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・03・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・04・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・05・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・06・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・07・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・08・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・09・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・10・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 10 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・11・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 11 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・12・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 12 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・13・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	10,000	ブラジルレアル	サービス	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・01・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・02・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・03・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・04・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・05・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・06・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・07・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・08・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・オー&エム・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power O&M Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ・エスエー(Enel Green Power Paranapanema SA)	ニテロイ	ブラジル	162,567,500	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル(Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	110,390,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・ペドラ・ド・ジェロニモ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	156,201,528	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	82%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー11・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO11 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー133・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO133 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー25・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO25 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・プリマヴェラ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Primavera Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	95,674,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	82%
エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル(Enel Green Power Puglia Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アールエー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power RA SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(旧名称：ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー)(Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (formerly Rattlesnake Creek Wind Project LLC))	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ローズランド・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Roseland Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・１・エスアールエル	100%	50%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	120	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー(Enel Green Power Rus Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア連邦	60,500,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー(Enel Green Power SpA)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サルト・アピアカス・エスエー(Enel Green Power Salto Apiacás SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	274,420,832	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サンニオ・エスアールエル(Enel Green Power Sannio Srl)	ローマ	イタリア	750,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サン・アブラオ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	91,300,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・02・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・03・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・02・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	82,268,019	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・６・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 6 SA)	テレジーナ	ブラジル	183,602,691	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・07・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	114,522,005	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・08・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	109,281,818	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・１・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo１ SA)	テレジーナ	ブラジル	235,654,397	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・10・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 10 SA)	テレジーナ	ブラジル	82,871,484	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・11・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	114,475,155	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・12・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 12 SA)	テレジーナ	ブラジル	108,022,915	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・14(Enel Green Power São Gonçalo 14)	テレジーナ	ブラジル	203,190,488	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・15(Enel Green Power São Gonçalo 15)	テレジーナ	ブラジル	158,657,469	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・17・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,007,043	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・18・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	169,039,744	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・19・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,467,789	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 21 SA)	テレジーナ	ブラジル	99,994,198	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・22・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	99,787,960	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・３・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 3 SA)	テレジーナ	ブラジル	178,124,686	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・４・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 4 SA)	テレジーナ	ブラジル	137,917,258	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・５・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 5 SA)	テレジーナ	ブラジル	98,230,525	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ジュダス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Judas Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	82,674,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・01・エスエー(Enel Green Power São Micael 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・02・エスエー(Enel Green Power São Micael 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・03・エスエー(Enel Green Power São Micael 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・04・エスエー(Enel Green Power São Micael 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・05・エスエー(Enel Green Power São Micael 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・サービシズ・エルエルシー(Enel Green Power Services LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エスエイチユー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power SHU SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・シンガポール・ピーティーイー・エルティーディー(Enel Green Power Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	8,000,000	シンガポールドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Enel Green Power Solar Energy Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー(Enel Green Power Solar Metehara SpA)	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)(Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl))	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・２・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ・３(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・スウィフト・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Swift Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・タカイコ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Tacaicó Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	62,321,360	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	82%
エネル・グリーン・パワー・テフヌト・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Tefnut SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ(Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	37,141,108	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ユーピー33・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	75,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ユーピー43・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー (Enel Green Power UB43 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・１・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA)	テレジーナ	ブラジル	127,540,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・４・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA)	テレジーナ	ブラジル	110,732,205	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・10・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA)	テレジーナ	ブラジル	132,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	142,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・14・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA)	テレジーナ	ブラジル	208,554,956	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA)	テレジーナ	ブラジル	135,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	162,022,288	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	105,587,248	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・２・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	202,922,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・20・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA)	テレジーナ	ブラジル	102,895,409	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・21・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA)	テレジーナ	ブラジル	97,307,410	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・３・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA)	テレジーナ	ブラジル	109,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・５・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA)	テレジーナ	ブラジル	94,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・６・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA)	テレジーナ	ブラジル	93,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・７・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA)	テレジーナ	ブラジル	120,482,806	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・８・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA)	テレジーナ	ブラジル	132,457,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・９・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA)	テレジーナ	ブラジル	128,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・12・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 SA)	テレジーナ	ブラジル	130,900,364	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	77,496,725	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシ－エル・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	89,917,563	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシ－エル・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	86,496,703	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	173,154,501	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,832,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタエスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	152,494,014	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンエスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・21・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	276,814,829	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	62% 0%	51%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	124,625,154	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・25・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	171,324,008	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	344,251,126	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・3・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・7・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・２・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・01・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	383,436,551	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・02・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	369,758,651	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・03・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,576,701	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・04・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	379,980,531	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・05・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	362,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・06・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・07・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	337,473,758	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	318,740,451	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	353,284,551	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	298,952,101	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	332,473,759	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	309,989,707	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・29・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリーン・パワー・フェアヴァルトゥング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Verwaltungs GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ベトナム・エルエルシー(コン・ティーワイ・ティーエヌエイチエイチ・エネル・グリー・パワー・ベトナム)(Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam))	ホーチミンシティー	ベトナム	2,431,933	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヴィロレシ・エスアールエル(Enel Green Power Villoresi Srl)	ローマ	イタリア	1,200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	51%	51%
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ・エスエー(Enel Green Power Volta Grande SA)	ニテロイ	ブラジル	565,756,528	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ザンビア・リミテッド(Enel Green Power Zambia Limited)	ルサカ	ザンビア	15,000	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・II－デルフィーナ・8・エスエー(Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	77,939,980	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・1・エルティーディーエー(Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	6,986,993	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・グリッド・エスアールエル(Enel Grids Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グアテマラ・エスエー(Enel Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	67,208,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0% 100%	47%
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル(Enel Holding Finance Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	ファイナンス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イベリア・エスアールエルユー(Enel Iberia SRLU)	マドリード	スペイン	336,142,500	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル(Enel Innovation Hubs Srl)	ローマ	イタリア	1,100,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ(Enel Investment Holding BV)	アムステルダム	オランダ	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イタリア・エスピーエー(Enel Italia SpA)	ローマ	イタリア	100,000,000	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・カンザス・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(Enel Kansas Development Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・カンザス・エルエルシー(Enel Kansas LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ランド・ホールドコ・エルエルシー(Enel Land HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエル(Enel Libra Flexsys Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	火力発電 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	51%	51%
エネル・ロジスティクス・エスアールエル(Enel Logistics Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・ミネソタ・ホールディングス・エルエルシー(Enel Minnesota Holdings LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク	100%	100%
エネル・モビリティ・チリ・エスピーエー(Enel Mobility Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	504,094,780	チリペソ	eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100%	65%
エネル・ネヴカン・インク(Enel Nevkan Inc.)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ノース・アメリカ・インク(Enel North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	50	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・オペレーションズ・カナダ・エルティーディー(Enel Operations Canada Ltd)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル(Enel Panamá CAM Srl)	パナマシティ	パナマ	3,001	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0% 100%	47%
エネル・ペルー・エスエーシー(Enel Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	1,000	ペルーソル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	82%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー(Enel Produzione SpA)	ローマ	イタリア	1,800,000,000	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・リインスアランス―カンパニア・ディ・リアシクラシオーネ・エスピーエー(Enel Reinsurance - Compagnia di Riassicurazione SpA)	ローマ	イタリア	3,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・レノバブル・エスアールエル(Enel Renovable Srl)	パナマシティ	パナマ	60,320	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	1% 99%	47%
エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	12,645,490,022	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100%	100%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Services México SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,339,849	メキシコペソ	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ	46% 54% 0% 0%	100%
エネル・ソール・エスアールエル(Enel Sole Srl)	ローマ	イタリア	4,600,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%

エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー(Enel Soluções Energéticas Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	42,863,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
エネル・テクスカン・インク(Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・パワー・インク	100%	100%
エネル・トレーディング・アルジェンティーナ・エスアールエル(Enel Trading Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	14,012,000	アルゼンチンペソ	取引	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	55% 45%	82%
エネル・トレーディング・ブラジル・エスエー(Enel Trading Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	54,280,312	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・トレーディング・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Trading North America LLC)	ウィルミントン	米国	10,000,000	米ドル	取引	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ウルグアイ・エスエー(Enel Uruguay SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	20,000	ウルグアイペソ	取引 eモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネル・ヴァユ(プロジェクト２)プライベート・リミテッド(Enel Vayu (Project 2) Private Limited)	グルグラム	インド	45,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Advisory Services Germany GmbH)	フランクフルト	ドイツ	50,000	ユーロ	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャパン・ジーケー(Enel X Advisory Services Japan GK)	東京	日本	100,000,000	円	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Advisory Services North America Inc.)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリーサービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル (Enel X Advisory Services Srl)	ローマ	イタリア	-	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイサリー・サービシズ・ユーケー・リミテッド(Enel X Advisory Services UK Limited)	ロンドン	英国	30,000	英国ポンド	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Advisory Services USA LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・アルジェンティーナ・エスエーユー(Enel X Argentina SAU)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	127,800,000	アルゼンチンペソ	エネルX eモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia Holding (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	45,424,578	豪ドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	24,209,880	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エネルX・ブラジル・ジェレンチアメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda)	ソロカバ	ブラジル	5,538,403	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ブラジル・エスエー(Enel X Brasil SA)	サンパウロ	ブラジル	903,325,892	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネルX・カナダ・エルティーディー(Enel X Canada Ltd)	ミシサガ	カナダ	1,000	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

エネルX・チリ・エスピーエー(Enel X Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,837,737,149	チリペソ	エネルX eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100%	65%
エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー(Enel X Colombia SAS ESP)	ボゴタ	コロンビア	230,368,000	コロンビアペソ	エンドユーザー市場サービス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
エネルX・デマンド・レスポンス・エスエー(Enel X Demand Response SA)	サンパウロ	ブラジル	2,000,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネルX・デマンド・レスポンス・エルエルシー(Enel X Demand Response LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・フェデラル・エルエルシー(Enel X Federal LLC)	ボストン	米国	5,000	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・インターナショナル・エスアールエル(Enel X International Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アイルランド・リミテッド(Enel X Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,841	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・イタリア・エスアールエル(Enel X Italia Srl)	ローマ	イタリア	200,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan KK)	東京	日本	1,030,000,000	円	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ケーオーエムアイピーオー・ソーラー・リミテッド(Enel X KOMIPO Solar Limited)	ソウル	大韓民国	11,054,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・コレア・リミテッド	80%	80%
エネルX・コレア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	11,800,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel X México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	264,303,595	メキシコペソ	エネルX	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルX・インターナショナル・エスアールエル	0% 100%	100%
エネルX・モビリデード・ウーバナ・エスエー(Enel X Mobilidade Urbana SA)	サンパウロ	ブラジル	163,642,000	ブラジルレアル	エネルX eモビリティ	エネルX・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネルX・ニュージーランド・リミテッド(Enel X New Zealand Limited)	ウェリントン	ニュージーランド	313,606	豪ドル	エネルX eモビリティ	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エネルX・ノース・アメリカ・インク(Enel X North America, Inc.)	ボストン	米国	1,000	米ドル	エンドユーザー市場エネルX	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・ポルスカ・エスピー・ゼットオーオー(Enel X Polska Sp. zoo)	ワルシャワ	ポーランド	12,275,150	ポーランドズロチ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エネルX・ルス・エルエルシー(Enel X Rus LLC)	モスクワ	ロシア連邦	8,000,000	ロシアルーブル	エネルX eモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	99%	99%
エネルX・エスアールエル(Enel X Srl)	ローマ	イタリア	1,050,000	ユーロ	エネルX	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネルX・サービシズ・インディア・プライベート・リミテッド(Enel X Services India Private Limited)	ムンバイ	インド	1,497,290	インドルピー	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・ノース・アメリカ・インク	100% 0%	100%
エネルX・タイワン・シーオー・エルティーディー(Enel X Taiwan Co. Ltd)	台北	台湾	271,100,000	台湾ドル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エネルX・ユーケー・リミテッド(Enel X UK Limited)	ロンドン	英国	32,638	英国ポンド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%

エネルX・ウェイ(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	14,287,305	人民元	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・ブラジル・エスエー(Enel X Way Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	37,045,337	ブラジルレアル	サービスeモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20% 80%	96%
エネルX・ウェイ・カナダ・ホールディング・エルティーディー(Enel X Way Canada Holding Ltd)	バンクーバー	カナダ	-	カナダドル	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・チリ・エスピーエー(Enel X Way Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	19,329,589,733	チリペソ	eモビリティ	エネル・チリ・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	62% 38%	78%
エネルX・ウェイ・コロンビア・エスエーエス(Enel X Way Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	15,036,000,000	コロンビアペソ	eモビリティ	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・ウェイ・エスアールエル	40% 60%	79%
エネルX・ウェイ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Way Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・イタリア・エスアールエル(Enel X Way Italia Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000	ユーロ	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel X Way México SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,479,171	メキシコペソ	eモビリティ	エネル・グリーンパワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネルX・ウェイ・エスアールエル	0% 100%	100%
エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Way North America Inc.)	サンカルロス	米国	-	米ドル	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・ペルー・エスエーシー(Enel X Way Perú SAC)	リマ	ペルー	13,395,500	ペルーソル	eモビリティ	エネル・ペルー・エスエーシー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20% 80%	96%
エネルX・ウェイ・エスアールエル(Enel X Way Srl)	ローマ	イタリア	6,026,000	ユーロ	eモビリティ	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネルX・ウェイ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Way USA LLC)	サンカルロス	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルパワー・コントラクター・アンド・ディベロップメント・サウジアラビア・エルティーディー(Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd)	リヤド	サウジアラビア	5,000,000	サウジリヤル	サービス	エネルパワー・エスアールエル	51%	51%
エネルパワー・ド・ブラジル・エルティーディーエー(Enelpower do Brasil Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	55,449,064	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
エネルパワー・エスアールエル(Enelpower Srl)	ミラノ	イタリア	2,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー(Energía Base Natural SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
エネルジア・セウタ・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエーユー(Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU)	セウタ	スペイン	65,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー(Energía Eólica Ábrego SLU)	マドリード	スペイン	3,576	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー(Energía Eólica Galerna SLU)	マドリード	スペイン	3,413	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー(Energía Eólica Gregal SLU)	マドリード	スペイン	3,250	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エネルジア・グローバル・デ・メキシコ(エネルメクス)エスエー・デ・シーヴイ(Energía Global de México (Enermex) SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	99%	99%

前へ　次へ

エネルジア・リンピア・デ・アミスタッド・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Amistad SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	33,452,769	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・アルト・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	673,583,489	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
エネルジア・リンピア・デ・プエルト・リベルタド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,953,980	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
エネルジア・マリーナ・エスピーエー(Energía Marina SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,404,240,000	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	25%	16%
エネルジア・ネタ・サ・カセタ・リュグマジョー・エスエルユー(Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	9,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
エネルジア・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエルユー(Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU)	マドリード	スペイン	2,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー(Energía y Naturaleza SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
エネルジアス・オルターナティヴァス・デル・スール・エスエル(Energías Alternativas del Sur SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	546,919	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	55%	39%
エネルジアス・デ・アラゴン・Ｉ・エスエルユー(Energías de Aragón I SLU)	サラゴサ	スペイン	3,200,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
エネルジアス・デ・グラウス・エスエル(Energías de Graus SL)	サラゴサ	スペイン	1,298,160	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	47%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・カレオン・エスエー(Energías Especiales de Careón SA)	サンチャゴ・デ・コンポステラ	スペイン	270,450	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	97%	68%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・アルト・ウリャ・エスエーユー(Energías Especiales del Alto Ulla SAU)	マドリード	スペイン	9,210,840	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・ビエルゾ・エスエー(Energías Especiales del Bierzo SA)	トッレ・デル・ビエルゾ	スペイン	1,635,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
エネルジアス・リンピアス・デ・カルモナ・エスエル(Energías Limpias de Carmona SL)	セビリア	スペイン	5,688	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァティオス・プロモシオン・Ｉ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・II・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・III・エスエルユー	8% 8% 8%	16%
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・マタ・エスエー・デ・シーヴイ(Energías Renovables La Mata SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	3,011,133,575	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト・エスエー(Energie Electrique de Tahaddart SA)	タンジェ	モロッコ	306,160,000	モロッコディルハム	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	32%	22%
エネルゴテル・エーエス(Energotel AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	2,191,200	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	20%	7%
エナジー・ポディウム・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Energy Podium Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	4,003	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%

エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Energy Response Holdings (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	52,128,517	豪ドル	エネルX	エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エナジーキュー1ビーイーエスエス・エスアールエル(EnergyQ1BESS Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエル	100%	51%
エナノック・ゲーエムベーハー(EnerNOC GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エナノック・アイルランド・リミテッド(EnerNOC Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,589	ユーロ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エナノック・ユーケー・II・リミテッド(EnerNOC UK II Limited)	ロンドン	英国	21,000	英国ポンド	エネルX	エネルX・ユーケー・リミテッド	100%	100%
エニグマ・グリーン・パワー・1・エスエルユー(Enigma Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
エンテック・ユティリティ・サービス・ビューロー・インク(Entech Utility Service Bureau Inc.)	ルーザービル	米国	1,500	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エンヴァティオス・プロモシオン・I・エスエルユー(Envatios Promoción I SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エンヴァティオス・プロモシオン・II・エスエルユー(Envatios Promoción II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エンヴァティオス・プロモシオン・III・エスエルユー(Envatios Promoción III SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エンヴァティオス・プロモシオン・XX・エスエルユー(Envatios Promoción XX SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エオジン・ウィンド・パワー・シーオー・エルティーディー(Eojin Wind Power Co. Ltd)	ソウル	韓国	301,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エオリカ・ヴァレ・デル・エブロ・エスエー(Eólica Valle del Ebro SA)	サラゴサ	スペイン	3,561,343	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
エオリカ・ゾピロアパン・エスエー・デ・シーヴイ(Eólica Zopiloapan SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,877,201,544	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	57% 43%	100%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエル(Eólicas de Agaete SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80%	56%
エオリカス・デ・フュエンカリエンテ・エスエー(Eólicas de Fuencaliente SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	216,360	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	55%	39%
エオリカス・デ・フュエルテヴェンチュラ・エーアイイー(Eólicas de Fuerteventura AIE)	プエルト・デル・ロザリオ	スペイン	4,558,427	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	28%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・エスエー(Eólicas de la Patagonia SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	480,930	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
エオリカス・デ・ランサローテ・エスエル(Eólicas de Lanzarote SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,758,226	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	28%
エオリカス・デ・テネリフェ・エーアイイー(Eólicas de Tenerife AIE)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	420,708	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
エオリコス・デ・ティラハナ・エスエル(Eólicos de Tirajana SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60%	42%

エンプレサ・エネルジア・エスエー(Epresa Energía SA)	プエルト・レアル	スペイン	2,500,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	50%	35%
エルミス・２・エナジアキ・エスエー(Ermis 2 Energeiaki SA)	グレヴェナ	ギリシャ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネラシオン・シングル・メンバー・エスエー	0%	0%
イー・ソーラー・２・エスアールエル(E-Solar 2 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イー・ソーラー・４・エスアールエル(E-Solar 4 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イー・ソーラー・エスアールエル(E-Solar Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エッサウイラ・ウィンド・ファーム(Essaouira Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70%	35%
エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Estonian Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エストニアン・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(Estonian Solar PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
ユーロピアン・エナジー・エクスチェンジ・エージー(European Energy Exchange AG)	ライプツィヒ	ドイツ	40,050,000	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2%	2%
イーヴイ・グラヴィテーショナル・エナジー・ストレージ・エルエルシー(EV Gravitational Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エヴァキュアシオン・カルモナ・400-220・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	9,066	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	3% 3% 3%	7%
エボリューション・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Evolution Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エウィヴァ・エスアールエル(Ewiva Srl)	ミラノ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	50%	50%
エクスペディション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Expedition Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エクスプローラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・デ・エスクーチャ・エスエー(Explotaciones Eólicas de Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	70%	49%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・エル・プエルト・エスエー(Explotaciones Eólicas El Puerto SA)	サラゴサ	スペイン	3,230,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	74%	52%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サント・ドミンゴ・デ・ルナ・エスエー(Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA)	サラゴサ	スペイン	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サソ・プラノ・エスエー(Explotaciones Eólicas Saso Plano SA)	サラゴサ	スペイン	5,488,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	65%	46%

エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・コステラ・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA)	サラゴサ	スペイン	8,046,800	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90% 63%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・ラ・ヴィルゲン・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA)	サラゴサ	スペイン	4,200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90% 63%
フォールズ・パーク・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Falls Park Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ファリアー・ステーション・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Farrier Station Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ファイエット・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Fayette Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ファゼンダ・アロエイラ・エンプレエンディメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,362,046	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100% 82%
フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
フェンス・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Fence Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Fenner Wind Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
フィールド・デイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Field Day Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
フィノッキアーラ・ソーラー・エスアールエル(Finocchiara Solar Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100% 100%
フラット・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Flat Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100% 100%
フラット・ロックス・ガーガー・コフナ・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks Girgarre Cohuna FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	120	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・トラスト フラット・ロックス・ワン・ウィンド・トラスト ガーガー・ソーラー・トラスト	33% 50% 33% 33%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks One Wind Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100% 50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング・トラスト(Flat Rocks One Wind Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100% 50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド（ピーティーワイ）エルティーディー(Flat Rocks One Wind (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100% 50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・トラスト(Flat Rocks One Wind Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング・トラスト	100% 50%
フラット・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flat Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
フリント・ロック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flint Rock Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%

フローレンス・ヒルズ・エルエルシー(Florence Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
フローイング・スプリング・ファームス・エルエルシー(Flowing Spring Farms LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
フォンチボン・ゼットイー・エスエーエス(Fontibón ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	434,359,750	コロンビアペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100%	9%
フォートンズ・デ・サント・アンキエタ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	577,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
フォトヴォルタイカ・ユンクリジョス・エスエルユー(Fotovoltaica Yunclillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
フォーマイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Fourmile Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
フォックス・ラン・エナジー・プロジェクト・エルエルシー(Fox Run Energy Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フランクリンタウン・ファーム・エルエルシー(Franklintown Farm LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
フリーダム・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Freedom Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
フレンチ・クォーター・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(French Quarter Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル(Front Marítim del Besòs SL)	バルセロナ	スペイン	9,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	61%	43%
フロンティアズマン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Frontiersman Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エフアールヴイ・コルチトス・I・エスエルユー(FRV Corchitos I SLU)	マドリード	スペイン	75,800	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
エフアールヴイ・コルチトス・II・ソーラー・エスエルユー(FRV Corchitos II Solar SLU)	マドリード	スペイン	22,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールヴイ・ヒバルビン・ヘレス・エスエルユー(FRV Gibalbín - Jerez SLU)	マドリード	スペイン	23,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールヴイ・タリファ・エスエルユー(FRV Tarifa SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールヴイ・ビジャロビロス・エスエルユー(FRV Villalobillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー(FRV Zamora Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・3・エスエルユー(FRV Zamora Solar 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフアールダブリューエフ・ステージ・1(ピーティーワイ)エルティーディー(FRWF Stage 1 (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%

前へ　次へ

ファンダメンタル・レコグナイズド・システム・エスエルユー(Fundamental Recognized Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー(Furatena Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
エフヴイ・アンドレア・ソーラー・エスエルユー(FV Andrea Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフヴイ・カンポス・ソーラー・エスエルユー(FV Campos Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフヴイ・ラ・セルカ・エスエルユー(FV La Cerca SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフヴイ・メノート・エスエルユー(FV Menaute SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
エフヴイ・サンタ・マリア・エスエルユー(FV Santa María SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガナド・ソーラー・エルエルシー(Ganado Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガナド・ストレージ・エルエルシー(Ganado Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ギャロブ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Garob Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ジェネラシオン・エスエーユー(Gas y Electricidad Generación SAU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	213,775,700	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100%	70%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー(Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー	100%	50%
ゴーリー・リヴァー・マネジメント・エルエルシー(Gauley River Management LLC)	ウィリソン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エスエー―(Generadora de Occidente SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	16,262,000	グアテマラケツァル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	99% 1%	47%
ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー(Generadora Montecristo SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,820,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100% 0%	47%
ジェネラドラ・ソーラー・オーストラル・エスエー(Generadora Solar Austral SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100%	47%
ジェネラドラ・ソーラー・デ・オクシデンテ・エスエー(Generadora Solar de Occidente SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100%	47%
ジェネラドラ・ソーラー・エル・プエルト・エスエー(Generadora Solar El Puerto SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100%	47%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エスエー(Geotérmica del Norte SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	326,577,419,702	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	85%	55%

ギブソン・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Gibson Bay Wind Farm (RF)(Pty)Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
ガーガー・ソーラー・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Girgarre Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ガーガー・ソーラー・ホールディング・トラスト(Girgarre Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ガーガー・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Girgarre Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ガーガー・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ガーガー・ソーラー・トラスト(Girgarre Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ガーガー・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
グラス・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Glass Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グローバル・コモディティーズ・ホールディングス・リミテッド(Global Commodities Holdings Limited)	ロンドン	英国	4,042,375	英国ポンド	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	5%	5%
グローバイト・エスエー(Globyte SA)	サンホセ	コスタリカ	910,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	10%	5%
グロスター・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Gloucester Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ジーエヌエル・チリ・エスエー(GNL Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,026,160	米ドル	取引	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	33%	20%
ゴールデン・テラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Golden Terrace Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グッドウェル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Goodwell Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%
グース・フット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Goose Foot Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グースネック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Gooseneck Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ゴロナ・デル・ヴィエント・エル・イエロ・エスエー(Gorona del Viento El Hierro SA)	バルベルデ	スペイン	30,936,736	ユーロ	火力発電	ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	23%	16%
グランド・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Grand Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
グリッドパーティス・イベリア・エスエル(Gridspertise Iberia SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
グリッドパーティス・インディア・プライベート・リミテッド(Gridspertise India Private Limited)	グルグラム	インド	19,759,130	インドルピー	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
グリッドパーティス・ラタム・エスエー(Gridspertise Latam SA)	サンパウロ	ブラジル	2,010,000	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー グリッドパーティス・エスアールエル	0% 100%	50%
グリッドパーティス・エスアールエル(Gridspertise Srl)	ローマ	イタリア	7,500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	50%	50%
グリッドパーティス・エルエルシー(Gridspertise LLC)	ドーヴァー	米国	160,000	米ドル	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%

ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー(GRPP Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	2	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	50%	50%
グアイェポ・ソーラー・Ⅲ・エスエーエス・イーエスピー(Guayepo Solar III SAS ESP)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
グアイェポ・ソーラー・エスエーエス(Guayepo Solar SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
ギール・ウィンド・ファーム(Guir Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	10,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
ガルフスター・パワー・エルエルシー(GulfStar Power LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Gulfstar Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガスティ・ヒル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Gusty Hill Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ハドレー・リッジ・エルエルシー(Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ハミルトン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hamilton County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ハムレット・ミル・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Hamlet Mill Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハンズブロー・ヴァレー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hansborough Valley Solar Project LLC)	-	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハーモニー・プレインズ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Harmony Plains Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Harrogate BESS Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Harrogate BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス（ピーティーワイ）エルティーディー(Harrogate BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス・トラスト(Harrogate BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ヘイスティングス・ソーラー・エルエルシー(Hastings Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ハートランド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Heartland Farms Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Heywood BESS Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Heywood BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%

ヘイウッド・ビーイーエスエス（ピーティーワイ）エルティーディー(Heywood BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・トラスト(Heywood BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー(Hidroeléctrica de Catalunya SLU)	バルセロナ	スペイン	126,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	70%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウロル・エスエル(Hidroeléctrica de Ourol SL)	ラ・コルーニャ	スペイン	1,608,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv)	コリマ	メキシコ	30,889,736,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
ハイドロフラミセル・エスエル(Hidroflamicell SL)	バルセロナ	スペイン	78,120	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	75%	53%
ハイドロインヴェスト・エスエー(Hidroinvest SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	55,312,093	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	42% 55%	80%
エイチアイエフ・エイチ２・エスピーエー(HIF H2 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	6,303,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	50%	32%
ハイ・シャパラル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Chaparral Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ストレージ・エルエルシー(High Lonesome Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(High Lonesome Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー・エルエルシー(High Lonesome Wind Power LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ヌーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Noon Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Hilltopper Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルジア・ソーラー・エスエル(Hispano Generación de Energía Solar SL)	ヘレス・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ハニー・ストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honey Stone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハニービー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honeybee Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハニーワイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honeywine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホープ・クリーク・エルエルシー(Hope Creek LLC)	クレストビュー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ホープ・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Hope Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

ホース・ラン・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Horse Run Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホース・ラングラー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Horse Wrangler Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハブジェクト・イーローミング・テクノロジー(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Hubject eRoaming Technology(Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	12,668,016	人民元	エネルＸ	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
ハブジェクト・ファイナンシャル・サービシズ・ゲーエムベーハー(Hubject Financial Services GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルＸ	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
ハブジェクト・ゲーエムベーハー(Hubject GmbH)	ベルリン	ドイツ	65,943	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・ウェイ・エスアールエル	13%	13%
ハブジェクト・インク(Hubject Inc.)	サンタモニカ	米国	100,000	米ドル	エネルＸ	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
アイス・フォトヴォルタイコス・ビジャメカ・エスエル(Ice Fotovoltaicos Villameca SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワーエスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
イダリア・パーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Idalia Park Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イドロスシシリア・エスピーエー(Idrosicilia SpA)	ミラノ	イタリア	22,520,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	1%	1%
アイアイケー・エネルジア・デ・ドセムル・エスエー・デ・シーヴイ(IIK Energía de Dzemul SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,204,259	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
イラリー・エネルジア・エスアールエル(Ilary Energia Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエル	100%	51%
インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	2,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)・エルティーディー	51%	25%
インフラストラクチュラ・デ・エヴァキュアシオン・ペニャフロー・220・ケーヴイ・エスエル(Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL)	マドリード	スペイン	3,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	41%	29%
インフラストラクチュラ・パロス・220・エスエル(Infraestructuras Palos 220 SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ｉ・エスエルユー プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ⅱ・エスエルユー	50% 50%	70%
インフラストラクチュラ・サン・セルヴァン・220・エスエル(Infraestructuras San Serván 220 SL)	マドリード	スペイン	12,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	31%	11%
インフラストラクチュラス・サン・セルヴァン・セット・400・エスエル(Infraestructuras San Serván Set 400 SL)	マドリード	スペイン	90,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー	6% 6% 6%	7%
イングウェ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Ingwe Solar Power Plant (RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
インコラン・インフォルマシオン・イ・コーディナシオン・デ・オブラス・エーアイイー(Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,142	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14%	10%

前へ　次へ

インスタラシオネス・サン・セルヴァン・II・400・エスエル(Instalaciones San Serván II 400 SL)	マドリード	スペイン	11,026	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	8% 8% 8%	8%
インターナショナル・マルチメディア・ユニバーシティ・エスアールエル(清算中)(International Multimedia University Srl in bankruptcy)	-	イタリア	24,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	13%	13%
イプソマタ・ディーピージーユー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Ipsomata DPGU Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	30,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
アイリス・ブルーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iris Bloom Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アイアン・ベルト・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Iron Belt Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アイアン・ブル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iron Bull Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イレイディアンス・ドロー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Irradiance Draw Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イサム・イケダ・エネルジア・エスエー(Isamu Ikeda Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	31,753,476	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
イタルジェスト・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Italgest Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
ジャック・リヴァー・エルエルシー(Jack River LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジャックラビット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Jackrabbit Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジェイド・エネルジア・エルティーディーエー(Jade Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	7,283,953	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ジャンボリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Jamboree Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー(Jessica Mills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジュレップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Julep Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー(Julia Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジュニア・インシュランス・エスアールエル(Junia Insurance Srl)	モシャーノ・サンタンジェロ	イタリア	10,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100%	50%
ジュニパー・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Juniper Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
キニーズ・クリーク・ソーラー・I・エルエルシー(Keeneys Creek Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

ケン・リニューアブルズ・インディァ・プライベート・リミテッド(Ken Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	12,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
キング・ブランチ・ソーラー・I・エルエルシー(King Branch Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
キングストン・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Kingston Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
キノ・コントラクター・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Contractor SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
ニッカーボッカー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Knickerbocker Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コッキナリ・ディーピージーユー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Kokkinari DPGU Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	41,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
コリア・ライン・コーポレーション(Korea Line Corporation)	ソウル	大韓民国	122,132,520,000	ウォン	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	0%	0%
クコス・エナジー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Koukos Energy Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	4,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
クロムスクレーダー・エスエー(Kromschroeder SA)	ルスピタレート・ダ・リュブラガート	スペイン	627,126	ユーロ	サービス	エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー	29%	21%
カトルワノ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー)(Kutlwano Solar Power Plant (RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
レイク・エミリー・ソーラー・エルエルシー(Lake Emily Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
レイク・プラスキ・ソーラー・エルエルシー(Lake Pulaski Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ランド・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランド・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	100%	100%
ランタナ・スプリングス・ハイドラジン・プロジェクト・エルエルシー(Lantana Springs Hydrogen Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランタン・トレイル・プロジェクト・エルエルシー(Lantern Trail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラリアット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Lariat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラッソ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lasso Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラタム・ソーラー・エネルジアス・レノバブルズ・エスエーエス(Latam Solar Energías Renovables SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%

ラタム・ソーラー・フォトヴォルタイカ・フンダシオン・エスエーエス(Latam Solar Fotovoltaica Fundación SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
ラタム・ソーラー・フォトヴォルタイカ・サアグン・エスエーエス(Latam Solar Fotovoltaica Sahagun SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	47%
ラスロップ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Lathrop Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ローレル・グローブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Laural Grove Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー(Lawrence Creek Solar LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
レバノン・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Lebanon Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
レガシー・ブロッサム・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
レモネード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lemonade Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
レラト・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Lerato Solar Power Plant(RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
リバティ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Liberty Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ライト・シラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Light Cirrus Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リリー・ソーラー・エルエルシー(Lily Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Lindahl Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Lindahl Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Little Elk Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リトル・エルク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Little Elk Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リトル・ソルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Little Salt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リタス・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Litus Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%

ロイラ・デ・ロジスティカ・10・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 10 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・２・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 2 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・３・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 3 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・４・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 4 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・５・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 5 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・６・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 6 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・７・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 7 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・８・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 8 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・９・エスエル（単独会社）(Loira de Logística 9 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ロイラ・デ・ロジスティカ・エスエル（単独会社）(Loira de Logística SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	70%
ローン・パイン・ウィンド・インク(Lone Pine Wind Inc.)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10%	10%
ローン・パイン・ウィンド・プロジェクト・エルピー(Lone Pine Wind Project LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10%	10%
ルーカス・ソステニブル・エスエル(Lucas Sostenible SL)	マドリード	スペイン	1,099,775	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	35%	12%
ルミナリー・ハイランズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Luminary Highlands Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ルズ・デ・アラゴイニャス・エスエー(Luz de Alagoinhas SA)	アラゴイニャス	ブラジル	9,350,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	66%
ルズ・デ・アングラ・エネルジア・エスエー(Luz de Angra Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,304,790	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	42%
ルズ・デ・カルアル・エネルジア・エスエー(Luz de Caruaru Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,027,600	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	42%
ルズ・デ・カタグワゼス・エスエー(Luz de Cataguases SA)	カタグアゼス	ブラジル	4,800,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60%	49%
ルズ・デ・カシアス・ド・エスユー・エスエー(Luz de Caxias do Sul SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,017,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	66%

ルズ・イタニャエン・エスエー(Luz de Itanhaém SA)	イタニャエン	ブラジル	22,700,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60%	49%
ルズ・デ・ジャボアタン・エネルジア・エスエー(Luz de Jaboatão Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,114,200	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	42%
ルズ・デ・マカパ・エネルジア・エスエー(Luz de Macapá Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	24,338,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	42%
ルズ・デ・マリンガ・エスエー(Luz de Maringá SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	35,109,625	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	66%
ルズ・デ・ポンタ・グロッサ・エスエー(Luz de Ponta Grossa SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	17,889,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	66%
リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニー―アジエンダ・リビコーイタリアーナ(エーエルアイ)(Libyan Italian Joint Company – Azienda Libico-Italiana (A.L.I.))	トリポリ	リビア	1,350,000	ユーロ	サービス	エネルパワー・エスアールエル	0%	0%
マイコール・ウィンド・エスアールエル(Maicor Wind Srl)	ローマ	イタリア	20,850,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マンサー・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Mansar Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
メープル・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Maple Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
マリア・レノバブルズ・エスエル(María Renovables SL)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
マーショイ・エナジー・アドバイザリー・サービシズ・プライベート・リミテッド(Marshoy Energy Advisory Services Private Limited)	ムンバイ	インド	313,709,000	インドルピー	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ユーケー・リミテッド	100% 0%	100%
マルテ・エスアールエル(Marte Srl)	ローマ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マルダール・ウィンド・エナジー・プライベート・リミテッド(Marudhar Wind Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
マス・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Más Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	61,873,926	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	67% 33%	100%
メイソン・ジャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Mason Jar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
メイソン・マウンテン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mason Mountain Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%
マトリジェニクス(ピーティーワイ)エルディーディー(Matrigenix (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
マティ・エネルジア・エスアールエル(Maty Energia Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マックブライド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(McBride Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
メリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Merit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

前へ　次へ

メトロ・ウィンド・エルエルシー(Metro Wind LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
メキシカーナ・デ・ハイドロエレクトリシダッド・メキシドロ・エスアールエル・デ・シーヴイ(Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	181,726,501	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100%	100%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリード	スペイン	3,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	1%	1%
ミデル・ウィンド・ファーム・エスエー(Midelt Wind Farm SA)	カサブランカ	モロッコ	145,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70%	35%
ミルストーン・ジャンクション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Millstone Junction Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ミングラニージャ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エーアイイー(Minglanilla Renovables 400 kV AIE)	バレンシア	スペイン	-	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー	5% 8% 9% 9% 5%	22%
ミニセントラレス・アセキア・シンコ・ヴィラス・エーアイイー(Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,346,993	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5%	4%
ミニセントラレス・デル・カナル・デ・ラス・バルデナス・エーアイイー(Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	1,202,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	15%	11%
ミニセントラレス・デル・カナル・インペリアル・ガリュール・エスエル(Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL)	サラゴサ	スペイン	1,820,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	37%	26%
ミラ・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Mira Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エムオー・ランド・ホールディングス・1358・エルエルシー(MO Land Holdings 1358 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Mologa BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Mologa BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・（ピーティーワイ）エルティーディー(Mologa BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・トラスト(Mologa BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
モンテ・レイナ・レノバブルズ・エスエル(Monte Reina Renovables SL)	マドリード	スペイン	4,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	21%	14%
モントローゼ・ソーラー・エルエルシー(Montrose Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ムーンビーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Moonbeam Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ムーニー・グループ・エスピーエー(Mooney Group SpA)	ミラノ	イタリア	10,050,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	50%	50%
ムーニー・エスピーエー(Mooney SpA)	ミラノ	イタリア	87,833,331	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100%	50%
ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー(Mooney Servizi SpA)	ミラノ	イタリア	8,549,999	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100%	50%
モーガン・ブランチ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Morgan Branch Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
モーニング・ライト・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Morning Light Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
マウントレイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mountrail Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ムチョ・ヴィエント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mucho Viento Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ミュール・ビット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mule Bit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
マスキーゴン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
マスキーゴン・グリーン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon Green Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
マスタング・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mustang Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
マイチチェロ・エスアールエル(myCicero Srl)	セニガッリア	イタリア	1,142,857	ユーロ	エネルX	ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー プラス・サービス・エスアールエル	30% 70%	39%
ナブ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Nabb Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ナポレオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Napolean Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー(Nareva Enel Green Power Morocco SA)	カサブランカ	モロッコ	98,750,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	50%	50%
ネユーゲマクト・ゲーエムベーハー(Neugemacht GmbH)	フランクフルト	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	51%	26%
ネヴカン・リニューアブルズ・エルエルシー(Nevkan Renewables LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ネヴカン・インク	100%	100%
ニューヨーク・ディストリビューティッド・ストレージ・プロジェクツ・エルエルシー(New York Distributed Storage Projects LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ンゴニェ・パワー・カンパニー・リミテッド(Ngonye Power Company Limited)	ルサカ	ザンビア	10	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)	80%	80%
ノジョリ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nojoli Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%

ノース・イングリッシュ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(North English Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノース・ロック・ウィンド・エルエルシー(North Rock Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノースランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノーススター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northstar Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノースウェスト・ハイドロ・エルエルシー(Northwest Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー	100%	100%
ノッチ・ビュート・ハイドロ・カンパニー・インク(Notch Butte Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ノボリティオ・レキュペラシオン・デ・バテリアス・エスエル(Novolitio Recuperación de Baterías SL)	ポンフェラーダ	スペイン	180,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	45%	32%
ヌクレノール・エスエー(Nuclenor SA)	バジェ・デ・トバリーナ	スペイン	5,406,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	50%	35%
ヌオヴェ・エネルジー・エスアールエル(Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペドクレ	イタリア	5,204,029	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	100%	100%
ヌキュバ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nxuba Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エスアールオー(Ochrana A Bezpecnost Se Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	33,194	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100%	33%
オレイサ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Olathe Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
オールド・スポーツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Old Sport Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オリヴム・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Olivum PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
オミップ―オペラドール・ド・メルカド・イベリコ・(ポルトガル)エスジーピーエス・エスエー(OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA)	リスボン	ポルトガル	2,610,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	5%	4%
オープン・レンジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Open Range Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
オペラドール・デル・メルカド・イベリコ・デ・エネルジアーポロ・エスパニョール・エスエー(Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA)	マドリード	スペイン	1,999,998	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	5%	4%
オペラドーラ・ディストリタル・デ・トランスポルテ・エスエーエス(Operadora Distrital de Transporte SAS)	ボゴタ	コロンビア	12,500,000,000	コロンビアペソ	エネルＸeモビリティ	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	20%	9%
オーキッド・アクレス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Orchid Acres Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー(Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・１・エルエルシー	100%	10%

オリジン・ウィンド・エナジー・エルエルシー(Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%
オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Osage Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オセージ・ウィンド・エルエルシー(Osage Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
オクサゲーサ・エーアイイー(清算中)(Oxagesa AIE in liquidation)	アルカニス	スペイン	6,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	23%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Oyster Bay Wind Farm(RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Padoma Wind Power LLC)	エリダ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ペインテッド・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Painted Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パリオリヴァダ・ストレージ・シングル・メンバー・エスエー(Paliolivada Storage Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	174,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
パロ・アルト・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Palo Alto Farms Wind Project LLC)	ダラス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パンピヌス・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Pampinus PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
パラダイス・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Paradise Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
パラヴェント・エスエル(Paravento SL)	パラデーラ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	63%
パルク・エオリク・ラ・トサ―ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル(Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL)	マドリード	スペイン	1,183,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
パルク・エオリック・ロス・アリガルス・エスエル(Parc Eòlic Los Aligars SL)	マドリード	スペイン	1,313,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
パルコ・エオリコ・モンティ・シカニ・エスアールエル(Parco Eolico Monti Sicani Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
パルケ・アミスタット・II・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad II SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,589,177,005	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%
パルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad III SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,706,287,200	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%
パルケ・アミスタット・IV・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad IV SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,728,499,160	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%

パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエルユー (Parque Eólico A Capelada SLU)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	5,857,704	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
パルケ・エオリコ・ベルモンテ・エスエー(Parque Eólico Belmonte SA)	マドリード	スペイン	120,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
パルケ・エオリコ・ビーアール・1・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Eólico BR-1 SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	25%
パルケ・エオリコ・カッレテラ・デ・アリナガ・エスエー(Parque Eólico Carretera de Arinaga SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,007,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80%	56%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	3,606,073	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	75%	53%
パルケ・エオリコ・デ・サン・アンドレス・エスエー(Parque Eólico de San Andrés SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	552,920	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	82%	57%
パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー(Parque Eólico de Santa Lucía SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	901,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー	66% 1%	47%
パルケ・エオリコ・フィンカ・デ・モーガン・エスエー(Parque Eólico Finca de Mogán SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	3,810,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	63%
パルケ・エオリコ・モンテス・デ・ラス・ナヴァス・エスエー(Parque Eólico Montes de Las Navas SA)	マドリード	スペイン	6,540,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	76%	53%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エスエルユー(Parque Eólico Muniesa SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
パルケ・エオリコ・パルマス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー(Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,096,626	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	82%
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー(Parque Eólico Pampa SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	477,139,364	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
パルケ・エオリコ・プンタ・デ・テノ・エスエー(Parque Eólico Punta de Teno SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	528,880	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	52%	36%
パルケ・エオリコ・シエラ・デル・マデロ・エスエー(Parque Eólico Sierra del Madero SA)	マドリード	スペイン	7,193,970	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	58%	41%
パルケ・サリトリリョス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Salitrillos SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・ソーラー・カウチャリ・IV・エスエーユー(Parque Solar Cauchari IV SAU)	サンサルバドル・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	82%
パルケ・ソーラー・ドン・ホセ・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Don José SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・ソーラー・ビジャヌエヴァ・トレス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	306,024,631	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・タリネー・オリエンテ・エスエー(Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	66,092,165,174	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	61% 39%	79%

前へ　次へ

パスティス―セントロ・ナツィオナーレ・ペル・ラ・リセルカ・エ・ロ・スヴィルッポ・デイ・マテリアリ・エスシーピーエー(清算中) (Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidation)	ブリンディジ	イタリア	2,065,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	1%	1%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー(Paynesville Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューディット・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	クファル・サバ	イスラエル	1,129,252	イスラエルシェケル	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	5%	5%
パール・スター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Pearl Star Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバーター・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ペブル・ストリーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pebble Stream Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ファーム（ピーティーワイ）エルティーディー(Peel Valley Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Peel Valley Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Peel Valley Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド（ピーティーワイ）エルティーディー(Peel Valley Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティディー	100%	50%
ペゴプーエネルジア・エレクトリカ・エスエー(Pegop - Energia Eléctrica SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	0% 50%	35%
ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucás SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	65%	31%
ピーエイチ・ドン・ペドロ・エスエー(PH Don Pedro SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	33% 67%	19%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー(PH Río Volcán SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	34% 66%	19%
パイボールド・ヒル・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Piebald Hill Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイク・デン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pike Den Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイルズグローブ・ソーラー・I・エルエルシー(Pilesgrove Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ピンチャー・クリーク・エルピー(Pincher Creek LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク	51% 1%	51%
ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク(Pincher Creek Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51%	51%

パイン・ブラフ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pine Bluff Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイン・アイランド・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Pine Island Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
プラヤ・フラット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Playa Flat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
プラサービス・エスアールエル(Pluservice Srl)	セニガッリア	イタリア	450,000 ユーロ	エネルX	ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー	70%	35%
ポイント・バー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Bar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ポイント・ライダー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Rider Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ポルカ・ドット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Polka Dot Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ポメラード・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Pomerado Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ポテンシア・エナジー・グループ（ピーティーワイ）エルティーディー(Potentia Energy Group (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
ポテンシア・エナジー・マーケッツ（ピーティーワイ）エルティーディー(Potentia Energy Markets (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	2 豪ドル	エネルX	ピテンシア・エナジー・グループ（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー(Potentia Energy (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ピテンシア・エナジー・グループ（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・リテール（ピーティーワイ）エルティーディー(Potentia Energy Retail (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	200,100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ピテンシア・エナジー・グループ（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・リッジー・クリーク・ビーイーエスエス（ピーティーワイ）エルティーディー(Potentia Energy Ridgey Creek BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワー）エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・トラスト(Potentia Energy Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
パワークロップ・マチアレッデュ・エスアールエル(PowerCrop Macchiareddu Srl)	ルッシ	イタリア	100,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100%	50%
パワークロップ・ルッシ・エスアールエル(PowerCrop Russi Srl)	ルッシ	イタリア	100,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100%	50%
パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)(PowerCrop SpA.(formerly PowerCrop Srl))	ルッシ	イタリア	4,000,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
プレーリー・ローズ・トランスミッション・エルエルシー(Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100%	10%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー(Prairie Rose Wind LLC)	アルバニー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%

プリマヴェーラ・エネルジア・エスエー(Primavera Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	36,965,445	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
プリンシピア・エナジー・１・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 1 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・２・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 2 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・３・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 3 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・４・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 4 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・５・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 5 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・ジェネラシオン・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy Generation Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	473,335,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy Services Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	28,737,920	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・エスエー(Principia Energy SA)	マルーシ	ギリシャ	498,160,086	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy South Evia Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	100,669,641	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネラシオン・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プロダクティブ・ソーラー・システムス・エスエルユー(Productive Solar Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
プロドゥクトラ・デ・エネルジアス・エスエー(Productora de Energías SA)	バルセロナ	スペイン	60,101	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
プロドゥクトラ・エレクトリカ・ウルジェレンサ・エスエー(Productora Eléctrica Urgellenca SA)	ラ・セウ・ドゥルジェイ	スペイン	8,400,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	8%	6%
プロモシオネス・エネルジェティカス・デル・ビエルゾ・エスエルユー(Promociones Energéticas del Bierzo SLU)	マドリード	スペイン	12,020	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
プロモトレス・ムデジャ・400・ケーヴイ・エスエル(Promotores Mudéjar 400 kV SL)	サラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー リノバブルス・ラ・ペドレラ・エスエルユー レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー	25% 7% 6%	24%
プロヴェドラ・デ・エレクトリシダッド・デ・オクシデンテ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	89,706,035	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100%	100%
プロイェクトス・ユニヴェルシタリオス・デ・エネルジアス・レノバブルズ・エスエル(Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	27,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	23%

プロイェクトス・イ・ソリュシオーネス・レノバブルズ・エスエーシー(Proyectos y Soluciones Renovables SAC)	サンミゲル	ペルー	12,528,789	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・ペルー・エスエーシー	100% 0%	100%
ピーエスジー・エナジー・プライベート・リミテッド(PSG Energy Private Limited)	-	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ピーティー・エネル・グリーン・パワー・オプティマ・ウェイ・ラタイ(PT Enel Green Power Optima Way Ratai)	ジャカルタ	インドネシア	10,002,740	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90%	90%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・I・エスエルユー(Puerto Santa María Energía I SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・II・エスエルユー(Puerto Santa María Energía II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
ピュリダ・エナジー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Pulida Energy (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	53%	53%
パンプキン・ヴァイン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Pumpkin Vine Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
キューピーエスエフ（ピーティーワイ）エルティーディー(QPSF (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
クアティアラ・エネルジア・エスエー(Quatiara Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	24,144,119	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
クイーンズ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Queens Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
コーン・パーク・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Quorn Park FinCo (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・トラスト	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Quorn Park Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Quorn Park Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド（ピーティーワイ）エルティーディー(Quorn Park Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Quorn Park Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
ラレー・ソーラー・I・エルエルシー(Raleigh Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ランチランド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Ranchland Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Ranchland Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

ランチランド・ウィンド・プロジェクト・ピーピーエー・エルエルシー(Ranchland Wind Project PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Ranchland Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー(Rattlesnake Creek Holdings LLC)	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラウシュ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rausch Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
レイザーバック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Razorback Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アールシー・ウィンド・エスアールエル(RC Wind Srl)	ミラノ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	1%	1%
アールイー・アロヨ・エルエルシー(RE Arroyo LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
リークトルテスト・エスアールオー(Reaktortest Sro)	トルナヴァ	スロバキア	66,389	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	49%	16%
リビルディング・アジェンテ・リハビィテーダー・エスエル(Rebuilding Agente Rehabilitador SL)	マドリード	スペイン	250,000	ユーロ	エネルX	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	50%	35%
レッド・キャップ・インポフ（ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu (Pty) Ltd)	サントン	南アフリカ	120,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100%	25%
レッド・キャップ・インポフ・イースト(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu East (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	35,059,068	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100%	25%
レッド・キャップ・インポフ・ウエスト(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu West (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	10,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100%	25%
レッド・カーディナル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Cardinal Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコミュニカシオネス・エスエー(Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマシティ	パナマ	2,700,000	米ドル	サービス	エネル・エスピーエー	11%	11%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・ダート・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Dirt Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
レッド・フォックス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Fox Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・スタッグ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Stag Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

前へ　次へ

レッド・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・ヤッカ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Yucca Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リーガル・ライジング・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Regal Rising Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
レン・アルファハリン・ソーラー・エスエルユー(Ren Alfajarín Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
レン・ウェーブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ren Wave Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レノバブルズ・アンドラ・エスエルユー(Renovables Andorra SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
レノバブルズ・ブロヴァレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	6% 6% 17% 6% 16% 6% 6%	28%
レノバブルズ・ブロヴァレス・セグラ・ド・レオン・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33% 31%	33%
レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスエー(Renovables de Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	1,924,465,600	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100% 0%	47%
レノバブルズ・ラ・ペドレラ・エスエルユー(Renovables La Pedrera SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
レノバブルズ・マンサナレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Manzanares 400 kV SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー ストーンウッド・デサロロス・エスエルユー	28% 16%	25%
レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー(Renovables Mediavilla SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
レノバブルズ・テルエル・エスエルユー(Renovables Teruel SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
リザヴォア・フォールズ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Reservoir Falls Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラインストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rhinestone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リビナ・レノバブルズ・400・エスエル(Ribina Renovables 400 SL)	ポスエロ・デ・アラルコン	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	28%
リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Ridgey Creek BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリー・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%

リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Ridgey Creek BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリー・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・トラスト(Ridgey Creek BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリー・パワー	リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
リバー・ミル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(River Mill Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リバー・ポイント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(River Point Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リヴァーベンド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Riverbend Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
リヴァービュー・エルピー(Riverview LP)	アルバータ	カナダ	- カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク リヴァービュー・マネジメント・インク	51% 1%	51%
リヴァービュー・マネジメント・インク(Riverview Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100 カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51%	51%
リヴァービュー・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Riverview Solar Ⅰ LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Roadrunner Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ロードランナー・ストレージ・エルエルシー(Roadrunner Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings Ⅰ LLC)	ドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings Ⅱ LLC)	ドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー	100%	100%
ロック・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Creek Wind Project LLC)	クレイトン	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ロック・プレーリー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Prairie Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ロックヘブン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rockhaven Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー(Rocky Caney Holdings LLC)	オクラホマシティ	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	10%	10%
ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー(Rocky Caney Wind LLC)	アルバニー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー	100%	10%
ロッキー・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rocky Ridge Wind Project LLC)	オクラホマシティ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100%	10%

ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス(Rodnikovskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	6,010,000	ロシア ルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100%	100%
ロハ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Roha Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インド ルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ローリング・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rolling Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ロージー・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rosy Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ルストン・リッジ・エルエルシー(Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノスシア(S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,000	ポーランド ズロチ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
サクメ・エスエー(Sacme SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	12,000	アルゼンチン ペソ	エネル・グリッド	エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスル	50%	30%
サドル・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Saddle House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ソルト・スプリングス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Salt Springs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サルト・デ・サン・ラファエル・エスエル(Salto de San Rafael SL)	セビリア	スペイン	462,186	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
サン・フランシスコ・デ・ボルハ・エスエー(San Francisco de Borja SA)	サラゴサ	スペイン	60,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	47%
サン・フアン・メサ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(San Juan Mesa Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%
サノサリ・エナジー・プライベート・リミテッド(Sanosari Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インド ルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
サント・ロストロ・コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Santo Rostro Cogeneración SA in liquidation)	セビリア	スペイン	207,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
サーディ・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(Sardhy Green Hydrogen Srl)	サッロク	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
サウグス・リヴァー・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Saugus River Energy Storage LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
サバンナ・パワー・ソーラー・10・エスエルユー(Savanna Power Solar 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
サバンナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Savanna Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
サバンナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Savanna Power Solar 13 SLU)	セビリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
サバンナ・パワー・ソーラー・４・エスエルユー(Savanna Power Solar 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%

サバンナ・パワー・ソーラー・５・エスエルユー(Savanna Power Solar 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
サバンナ・パワー・ソーラー・６・エスエルユー(Savanna Power Solar 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
サバンナ・パワー・ソーラー・９・エスエルユー(Savanna Power Solar 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
シーウェイ・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seaway Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
セクシオナドラ・アルモドヴァル・レノバブルズ・エスエル(Seccionadora Almodóvar Renovables SL)	マラガ	スペイン	5,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	38%	26%
セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー(Seguidores Solares Planta 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,010 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー(Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000 ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
セット・カルモナ・400・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Set Carmona 400 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	10,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	16%	11%
セティル・エスアールエル(Setyl Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000 ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	28%	28%
セブン・カウボーイ・ピーピーエー・エルエルシー(Seven Cowboy PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
セブン・カウボーイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboys Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・10・エスエルユー(Shark Power REN 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・４・エスエルユー(Shark Power REN 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・５・エスエルユー(Shark Power REN 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・６・エスエルユー(Shark Power REN 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・７・エスエルユー(Shark Power REN 7 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・８・エスエルユー(Shark Power REN 8 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%

シャーク・パワー・アールイーエヌ・９・エスエルユー(Shark Power REN 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	70%
シャーク・パワー・エスエルユー(Shark Power SLU)	マドリード	スペイン	143,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	70%
シェファード・パス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shepherd Pass Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シアワッシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shiawassee Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シールド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Shield Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
シカール・スルヤ(ワン)プライベート・リミテッド(Shikhar Surya (One) Private Limited)	グルグラム	インド	340,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
シシリー・エスアールエル(Sicilhy Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エスアイイーティー―ソシエタ・インフォルマツィオーニ・エスペリエンツェ・テルモイドラウリケ・エスピーエー(SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820	ユーロ	サービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	42%	42%
シルト・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Silt Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シルバー・ドラ―・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silver Dollar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シルバーウェア・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silverware Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シネルジア・イーダブリューアール4(Sinergia EWR4)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シネルジア・ジーピー６・エスアールエル(Sinergia GP6 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シネルジア・ジーピー７・エスアールエル(Sinergia GP7 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
システマ・エレクトリコ・デ・コネクシオン・ヴァルケール・エスエル(Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリード	スペイン	175,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	28%	20%
システマス・エネルジェティコス・マニョン・オルチゲイラ・エスエー(Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	2,007,750	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	96%	67%
シックス・ストリング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Six String Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スカイビュー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スカイビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

前へ　次へ

スリープ・ハロウ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Sleep Hollow Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ (Slovak Power Holding BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50%	50%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エネルジェティケ・スルズビー・エスアールオー(Slovenské elektrárne - Energetické Služby Sro)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000	ユーロ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100%	33%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス(Slovenské elektrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	1,269,295,725	ユーロ	火力発電 取引 エンドユーザー市場	スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66%	33%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セスカ・リパブリカ・エスアールオー(Slovenské elektrárne Česká Republika, Sro)	モラフスカー・オストラヴァ	チェコ	295,819	チェココルナ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100%	33%
スルズビー・インジニエルスキ・スタヴィエブ・ヴイ・リクヴィダシー(Služby inžinierskych stavieb v likvidácii)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	200,000	ユーロ	火力発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100%	33%
スモーキー・ヒル・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hill Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Smoky Hills Wind Farm LLC)	トピカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100%	100%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hills Wind Project II LLC)	レネックサ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100%	100%
スノーウィー・クノール・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Snowy Knoll Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スナイダー・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Snyder Wind Farm LLC)	ハームリー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ソシーベ・エネルジア・エスエー(Socibe Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	12,969,032	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ソシエダッド・アグリコラ・デ・カメロス・エルティーディーエー(Sociedad Agrícola de Cameros Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	5,738,046,495	チリペソ	ファイナンス	エネル・チリ・エスエー	57%	37%
ソシエダッド・エオリカ・デ・アンダルシア・エスエー(Sociedad Eólica de Andalucía SA)	セビリア	スペイン	4,507,591	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	65%	45%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プンタル・エスエル(Sociedad Eólica El Puntal SL)	セビリア	スペイン	1,643,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	35%
ソシエダッド・エオリカ・ロス・ランセス・エスエー(Sociedad Eólica Los Lances SA)	セビリア	スペイン	2,404,048	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60%	42%
ソシエタ・エレットリカ・トリニョ・エスアールエル(Società Elettrica Trigno Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
ソエットウォーター・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Soetwater Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
ソラナ・レノバブルズ・エスエル(Solana Renovables SL)	マドリード	スペイン	6,246	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	28%

ソリロキ・リッジ・エルエルシー(Soliloquoy Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ソナ・エネルジー・ユレティム・アノニム・シルケティ (Sona Enerjí Üretím Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	50,000	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100%	100%
ソナック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sonak Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ソーン・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Sone Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ソタヴェント・ガリシア・エスエー(Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	601,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	36%	25%
サウス・イタリー・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(South Italy Green Hydrogen Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
サウス・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(South Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
サウス・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(South Sky Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウザン・ホーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southern Holly Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウザン・スター・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southern Star Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウスウェスト・トランスミッション・エルエルシー(Southwest Transmission LLC)	シダー・ブラフ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
サウスウェスタン・レイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southwestern Rays Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー(Spartan Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
スピナツォーラ・エスピーヴイ・エスアールエル(Spinazzola SPV Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
スプリング・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Spring Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スクエア・ダンス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Square Dance Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スリージャ・インフラストラクチャー・プライベート・リミテッド(Sreeja Infrastructure Private Limited)	ハイデラバード	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ステイブル・ブルック・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Stable Brook Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
スタンピード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stampede Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

スター・キャッチャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Star Catcher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スター・エナジー・シングル・メンバー・ピーシー(Star Energy Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	213,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ステーション・テールズ・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Station Tales Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
スターリング・アンド・ウィルソン・エネルX・イーモビリティ・プライベート・リミテッド(Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited)	ムンバイ	インド	107,352,420	インドルピー	エネルXeモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	50%	50%
スティルマン・ヴァレー・ソーラー・エルエルシー(Stillman Valley Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スティパ・ナヤア・エスエー・デ・シーヴイ(Stipa Nayaá SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,811,016,347	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	55% 45%	100%
ストックヤード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stockyard Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーン・ベルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stone Belt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーンウッド・デザロロス・エスエルユー(Stonewood Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	4,053,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
ストーリー・プレインズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Storey Plains Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーミー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Stormy Hills Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スアヴェ・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Suave Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイエネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
サブリュナリー・トレーディング(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Sublunary Trading (RF)(Pty) Ltd)	ブライアンストン	南アフリカ	13,750,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	57%	57%
シュガー・パイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sugar Pine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サジェスチョン・パワー・ウニペソアル・エルティーディーエー(Suggestion Power Unipessoal Ltda)	パソ・デ・アルコス	ポルトガル	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	100%	70%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディス・エスエー(Suministradora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	12,020,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	34%	23%
スミニストロ・デ・ルズ・イ・フェルザ・エスエル(Suministro de Luz y Fuerza SL)	バルセロナ	スペイン	2,800,000	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	60%	42%
サミット・エナジー・ストレージ・インク(Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75%	75%
サン・リヴァー・エルエルシー(Sun River LLC)	ベンド	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%

サン・ロック・ソーラー・リミティッド・パートナーシップ(Sun Rock Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
サン・アップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sun Up Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エスユーエヌ４・トジム・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノシア(Sun4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,750	ポーランドズロチ	エネル・グリーン・パワー	エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノスシア	80%	80%
サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Sundance Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンフラワー・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sunflower Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スウェザー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Swather Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スウィート・アップル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sweet Apple Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タエ・テクノロジーズ・インク(Tae Technologies Inc.)	ポーリング	米国	53,207,936	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1%	1%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティディー(Tallawang Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Tallawang Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド（ピーティーワイ）エルティーディー(Tallawang Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティディー	100%	50%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Tallawang Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
タッセリング・ジュエル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Tasseling Jewel Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タウステ・エネルジア・ディストリビュイダ・エスエル(Tauste Energía Distribuida SL)	ザラゴザ	スペイン	60,508	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ティール・カヌー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Teal Canoe Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
テクノグアット・エスエー(Tecnoguat SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	30,948,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	75%	35%
テホ・エネルジア－プロデューソォン・エ・ディストリビューソォン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー(Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA)	リスボン	ポルトガル	5,025,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	44%	31%
テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,892,643,576	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	33%	33%

テラ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Tera Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
テルミカ・コッレフェッロ・エスピーエー(Termica Colleferro SpA)	ボローニャ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネルX	コジェニオ・エスアールエル	60%	12%
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティン・エスエー(Termoeléctrica José de San Martín SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6%	3%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー(Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6%	3%
テルモテック・エネルジア・エーアイイー(清算中)(Termotec Energía AIE)(in liquidation)	ラ・ポブラ・デ・パルボナ	スペイン	481,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
テレル・レノバブルズ・エスエル(Terrer Renovables SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ	30%	21%
テキサス・セージ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Texas Sage Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー(Texkan Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・テクスカン・インク	100%	100%
タール・スルヤ・1・プライベート・リミテッド(Thar Surya 1 Private Limited)	グルガオン	インド	1,127,840	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド	100%	51%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンダー・ランチ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
サンダーエッグ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンダーエッグ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ティコ・ソーラー・1・エスエルユー(Tico Solar 1 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
ティコ・ソーラー・2・エスエルユー(Tico Solar 2 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	35%
タイトン・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Tieton Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トビヴォックス(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Tobivox (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
トレド・ピーヴイ・エーアイイー(Toledo PV AIE)	マドリード	スペイン	26,888	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	23%
トロ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エスエル(Toro Renovables 400 kV SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	8%	6%

前へ　次へ

トレパルマ・エナジー・1・エスエルユー(Torrepalma Energy 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	35%
トレードウィンド・エナジー・インク(Tradewind Energy Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トレーディング・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Trading Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トレイル・ライド・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Trail Ride Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トランスフォーマドラ・アルモドバル・レノバブルズ・エスエル(Transformadora Almodóvar Renovables SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	61%	42%
トランスポルタドラ・デ・エネルジア・エスエー―ティーイーエスエー(Transportadora de Energía SA - Tesa)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,584,473,416	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アルジェンチーナ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	0% 60% 40%	82%
トレヴァゴ・レノバブルズ・エスエル(Trévago Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	18% 18%	12%
トロットライン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Trotline Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ツァー・ニコラス・エルエルシー(Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
チュリップ・グローブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Tulip Grove Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タンブルウィード・フラット・ソーラープロジェクト・エルエルシー(Tumbleweed Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トゥンガ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Tunga Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	96,300,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ティーダブリューイー・フランクリン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(TWE Franklin Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ティーダブリューイー・ロット・ディーエー・エルエルシー(TWE ROT DA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエルシー(Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ツイン・サラナック・ホールディングス・エルエルシー (Twin Saranac Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
タイム・エスアールエル(Tyme Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50%	50%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ジェネラシオン・エスエーユー(Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	190,171,521	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100%	70%
アッピントン・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Upington Solar (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%

ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・エー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	540,332,962	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・ビー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	418,542,805	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・シー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	387,721,932	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・ディー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	436,753,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・イー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・エフ・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタータ・ジー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・11・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	402,133,267	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・12・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・13・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・14・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・15・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・16・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・17・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・21・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・22・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・23・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%

ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・24・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ユーエスエムイー・ゼットイー・エスエーエス(USME ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	739,653,977	コロンビアペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100%	9%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズクム・ジェシュ・エーエス(Ustav Jaderného Výzkumu Řež AS)	レズ	チェコ	524,139,000	チェココルナ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	28%	9%
ヴァユ(プロジェクト1)プライベート・リミテッド(Vayu (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	30,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ヴェクター・エネルジー・ユーレチム・アノニム・シルケティ(Vektör Enerjí Üretím Anoním Sírketí)	イスタンブール	トルコ	3,500,000	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100%	100%
ヴェルヴェット・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Velvet Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	7,315,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	4,727,414	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ヴェントス・デ・サント・オレステス・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,754,031	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ベントス・デ・サン・チリロ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA)	リオデジャネイル	ブラジル	2,572,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ヴェントス・デ・サン・マリオ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Mário Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,492,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ヴェントス・デ・サオ・ロック・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Roque Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	10,188,722	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	82%
ヴィエントス・デル・アルティプラーノ・エスエー・デ・シーヴイ(Vientos del Altiplano SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,455,854,094	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
ビジャヌエヴァ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(Villanueva Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	205,316,027	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
ヴィルレイロス・エスエル(Viruleiros SL)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	160,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	47%
ワゴン・トレイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wagon Train Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウォーキング・ホース・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Walking Horse Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワペラ・ブラッフス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wapella Bluffs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー(Waseca Solar LLC)	ワセカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%

ウェイポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Waypost Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウェーバー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Weber Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ウェスト・ファリボート・ソーラー・エルエルシー(West Faribault Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー(West Waconia Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ウェスタン・ニューヨーク・ウィンド・コーポレーション(Western New York Wind Corporation)	アルバニー	米国	300 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ウエスタン・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Western Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワートンーエル・キャンポ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wharton-El Campo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(White Cloud Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホワイト・クラウド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Cloud Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホワイト・ピークス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Peaks Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホワイトテイル・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whitetail Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	99 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホイトルズ・フェリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whittle's Ferry Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルド・オックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Ox Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルド・ラン・エルピー(Wild Run LP)	アルバータ	カナダ	10 カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ワイルド・シックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Six Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルドキャット・フラッツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wildcat Flats Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウィルダネス・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wilderness Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ワイルドフラワー・フラッツ・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Battery Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルドフラワー・フラッツ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウィンド・ベルト・トランスコ・エルエルシー(Wind Belt Transco LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウィンド・パークス・アナトリス―プリニアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	15,803,388	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・カサラス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Katharas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	19,932,048	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ケラシアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Kerasias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	26,107,790	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ミリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Milias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	19,909,374	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ミティカス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Mitikas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	22,268,039	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・プラタノス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Platanos Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	13,342,867	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・スピリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Spilias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	28,267,490	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンドブレーカ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Windbreaker Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウィンターズ・スポーン・エルエルシー(Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ダブリューケーエヌ・バジリカタ・ディベロップメント・ピーイー1・エスアールエル(WKN Basilicata Development PE1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エックスバス・イタリア・エスアールエル(X-bus Italia Srl)	ミラノ	イタリア	15,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20%	20%
ヤシーレク・エスエー(Yacylec SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	20,000,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アメリカス・エスエー	33%	27%
イェデサ・コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Yedesa Cogeneración SA in liquidation)	アルメリア	スペイン	234,395	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	28%
イエロー・ローズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Yellow Rose Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ザカパ・トプコ・エスエーアールエル(Zacapa Topco Sàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	29,970,000	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	20%	20%
ズー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Zoo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

前へ

５【従業員の状況】

エネル・グループの従業員

以下の表は、事業ライン別従業員数を分析したものである。

（人数）	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在の合計に占める割合(%)	2023年12月31日現在の合計に占める割合(%)
火力発電及び取引	5,105	5,725	8.4%	9.3%
エネル・グリーン・パワー	8,269	8,891	13.7%	14.6%
エネル・グリッド	32,214	30,946	53.4%	50.7%
エンドユーザー市場	7,944	8,926	13.2%	14.6%
ホールディング及びサービス	6,827	6,567	11.3%	10.8%
合計	**60,359**	**61,055**		

2024年12月31日現在、エネル・グループの従業員数は60,359人（2023年12月31日時点は61,055人）であった。

2023年12月31日現在の人数	**61,055**
雇用	4,855
退職	(4,289)
範囲の変更	(1,262)
2024年12月31日現在	**60,359**

当グループの従業員数は696人減少したが、これはイタリア及びブラジルのネットワーク部門における雇用によるプラスバランス（566人）が、以下の事象に本質的に起因する、連結範囲の変更によるマイナス（1,262人減）による相殺を受けたことを反映している。

・エネル・ジェネラシオン・ペルーの売却
・エネル・ディストリビュシオン・ペルーの売却
・エネルＸ・ペルーの売却
・エネルＸ・ストレージ・ユーエス・エルエルシーの売却
・ミラノ及びブレシアのいくつかの自治体における配電資産の売却に伴う、多数の従業員のe・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーからＡ２Ａへの移籍

エネルの従業員の指標

従業員の特徴

エネルは60,359人の従業員を雇用しており、従業員は82の国の国籍を有し、20の言語を話す。2024年には、当グループの戦略計画で企図された中核事業への再集中化を主な理由として、696人の従業員削減が行われた。従業員規模の詳細については、上記「エネル・グループの従業員」を参照のこと。

人数及び構成

	単位	2024年	2023年	変動	
従業員合計	**人数**	**60,359**	**61,055**	**(696)**	**-1.1%**
従業員平均	**人数**	**60,276**	**64,396**	**(4,120)**	**-6.4%**
従業員　性別					
－男性	人数	47,311	47,202	109	0.2%
－男性（%）	%	78.4	77.3	1.1	-
－女性	人数	13,048	13,853	(805)	-5.8%
－女性（%）	%	21.6	22.7	(1.1)	-

従業員　地域別及び性別

	単位	2024年	2023年	変動	
イタリア(1)	人数	31,384	31,470	(86)	-0.3%
－男性	人数	24,901	24,802	99	0.4%
－女性	人数	6,483	6,668	(185)	-2.8%
イベリア半島(2)	人数	9,365	9,504	(139)	-1.5%
－男性	人数	6,834	6,951	(117)	-1.7%
－女性	人数	2,531	2,553	(22)	-
世界の他の地域	人数	19,610	20,081	(471)	-2.3%
－男性	人数	15,576	15,449	127	0.8%
－女性	人数	4,034	4,632	(598)	-12.9%

(1) エネル・プロデュツィオーネ・スロバキア及びオランダの金融会社を含む。
(2) エンデサの支店を含む。

従業員　契約形態別及び性別

	単位	2024年	2023年	変動	
無期契約	**人数**	**60,143**	**60,540**	**(397)**	**-0.7%**
－男性	人数	47,148	46,840	308	0.7%
－女性	人数	12,995	13,700	(705)	-5.1%
有期契約	**人数**	**216**	**515**	**(299)**	**-58.1%**
－男性	人数	163	362	(199)	-55.0%
－女性	人数	53	153	(100)	-65.4%
従業員全体に対する有期契約利用者及び労働訓練センター（CFL）参加者の合計	**%**	**0.4**	**0.8**	**(0.4)**	**-**

従業員　契約形態別及び地域別

	単位	2024年	2023年	変動	
イタリア	人数	31,384	31,470	(86)	-0.3%
無期契約	人数	31,379	31,467	(88)	-0.3%
有期契約	人数	5	3	2	66.7%
イベリア半島	人数	9,365	9,504	(139)	-1.5%
無期契約	人数	9,271	9,384	(113)	-1.2%
有期契約	人数	94	120	(26)	-21.7%
世界の他の地域	人数	19,610	20,081	(471)	-2.3%
無期契約	人数	19,493	19,689	(196)	-1.0%
有期契約	人数	117	392	(275)	-70.2%

従業員　契約形態別及び性別

	単位	2024年	2023年	変動	
正社員契約	**人数**	**59,915**	**60,590**	**(675)**	**-1.1%**
－男性	人数	47,228	47,114	114	0.2%
－女性	人数	12,687	13,476	(789)	-5.9%
パートタイム契約	**人数**	**444**	**465**	**(21)**	**-4.5%**
－男性	人数	83	88	(5)	-5.7%
－女性	人数	361	377	(16)	-4.2%
パートタイムの割合	**%**	**0.7**	**0.8**	**(0.1)**	**-**

人数の変動

	単位	2024年	2023年	変動	
雇用	人数	4,855	3,837	1,018	26.5%
範囲の変更	人数	(1,262)	(3,868)	2,607	67.4%
解雇	人数	4,289	4,038	251	6.2%
バランス	**人数**	**(696)**	**(4,069)**	**3,374**	**82.9%**
雇用割合(1)	**%**	**8.0**	**6.3**	**1.7**	**-**
社内候補者による空きポジションの補充	**%**	**50.9**	**37.0**	**13.9**	**-**
退職率(2)	**%**	**7.1**	**6.6**	**0.5**	**-**
退職率　性別					
－男性	%	7.1	6.6	0.5	-
－女性	%	7.1	6.8	0.3	-
退職率　年齢別					
<30	%	5.5	6.5	(1.0)	-
30-50	%	5.2	5.1	0.0	-
>50	%	11.7	9.5	2.2	-
自主退職率	**%**	**2.4**	**2.3**	**0.1**	**-**
自主退職率　性別					
－男性	%	1.7	1.6	0.1	-
－女性	%	0.7	0.6	0.1	-
自主退職率　年齢別					
<30	%	0.5	0.5	0.3	-
30-50	%	1.8	1.7	0.7	-
>50	%	0.1	0.1	(0.1)	-

(1) 雇用率＝新規雇用／従業員合計
(2) 退職率＝退職合計／従業員合計

当社の戦略の柱に沿って、2024年のグローバル採用計画は、エネルギー移行を管理しつつ、財務的持続可能性及び環境的持続可能性並びに顧客中心主義を確保するため、外部の主要な役割の特定に焦点を当てた。

同時に、スキルアップ及び再訓練を目的としたエネルの従業員の職務移動を支援することで、当グループの内部能力強化に向けた措置が講じられた。

年間の新規採用者は4,855人で、戦略計画及び新たな組織構造で設定された目標を達成した。

我々の戦略の追求に必要なプロフィールの特定及び魅力は、大学及び専門機関との継続的な連携、並びにより包括的な方法の探求に依存してきた。

この観点から、ME-Profileツールによりハードスキル及びソフトスキル両方のマッピングに更なる注意が払われた。このツールは、従業員の職務経験、スキル、興味、変化への意欲をマッピングするのに役立つものである。ツールの利用促進のため、特別なコミュニケーション・キャンペーンも実施された。

多様性の指標

従業員　職位別及び性別

	単位	2024年	2023年	変動	
マネージャー	**人数**	**1,256**	**1,310**	**(54)**	**-4.1%**
マネージャー	%	2.1	2.1	-	-
－男性	人数	914	966	(52)	-5.4%
－女性	人数	342	344	(2)	-0.6%
ミドルマネージャー	**人数**	**12,013**	**12,389**	**(376)**	**-3.0%**
ミドルマネージャー	%	19.9	20.3	(0.4)	-
－男性	人数	7,933	8,286	(353)	-4.3%
－女性	人数	4,080	4,103	(23)	-0.6%
ホワイトカラー	**人数**	**28,402**	**31,308**	**(2,906)**	**-9.3%**
ホワイトカラー	%	47.0	51.3	(4.3)	-
－男性	人数	20,106	22,116	(2,010)	-9.1%
－女性	人数	8,296	9,192	(896)	-9.7%
ブルーカラー	**人数**	**18,688**	**16,048**	**2,640**	**16.5%**
ブルーカラー	%	31.0	26.3	4.7	-
－男性	人数	18,358	15,833	2,525	15.9%
－女性	人数	330	215	115	53.5%

後継者育成計画における女性

	単位	2024年	2023年	変動	
女性マネージャー及び女性ミドルマネージャーの人数	**人数**	**4,422**	**4,447**	**(25)**	**-0.6%**
マネージャー及びミドルマネージャーに占める女性の割合(1)	**%**	**33.3**	**32.5**	**0.9**	**-**
マネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	**%**	**48.1**	**47.2**	**0.9**	**-**
トップマネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	**%**	**50.3**	**50.4**	**(0.1)**	**-**

(1) 女性マネージャー及び女性ミドルマネージャーの割合＝女性マネージャー＋ミドルマネージャー／マネージャー＋ミドルマネージャー合計

従業員　年齢別

	単位	2024年	2023年	変動	
<30	**人数**	**7,857**	**7,661**	**196**	**2.6%**
	%	13.0	12.5	0.5	-
30-50	**人数**	**35,081**	**35,111**	**(30)**	**-0.1%**
	%	58.1	57.6	0.5	-
>50	**人数**	**17,421**	**18,283**	**(862)**	**-4.7%**
	%	28.9	29.9	(1.0)	-
平均年齢	**年齢**	**43.5**	**43.6**	**(0.1)**	**-0.2%**

従業員　国籍別

	単位	2024年	2023年	変動	
従業員合計					
イタリア	%	51.7	51.2	0.5	-
ブラジル	%	15.5	13.3	2.2	-
スペイン	%	15.1	15.2	(0.1)	-
アルゼンチン	%	6.0	5.8	0.2	-
コロンビア	%	3.7	3.8	(0.1)	-
チリ	%	3.1	3.2	(0.1)	-
その他	%	4.9	7.5	(2.6)	-
管理職従業員	**人数**				
（マネージャー及びミドルマネージャー）					
イタリア	%	52.3	50.8	1.5	-
ブラジル	%	4.6	4.9	(0.3)	-
スペイン	%	31.0	30.6	0.4	-
アルゼンチン	%	1.7	1.8	(0.1)	-
コロンビア	%	2.4	2.3	0.1	-
チリ	%	2.7	2.8	(0.1)	-
その他	%	5.3	6.8	(1.5)	-

障害者の指標

障害者又は保護対象者

	単位	2024年	2023年	変動	
障害のある従業員	**人数**	**2,040**	**2,046**	**(6)**	**-0.3%**
	%	3.4	3.4	-	-
－男性	人数	1,409	1,416	(7)	-0.5%
	%	69.1	69.2	(0.1)	-
－女性	人数	631	630	1	0.2%
	%	30.9	30.8	0.1	-

当グループ内には、地方自治体の法令により障害が認定され証明された従業員が2,040人おり（当グループ全体の人員比で3.4%）、そのうち74%がイタリアに在籍している。

ワークライフバランスの指標

育児休業

	単位	2024年	2023年	変動	
家庭関連休業を取得できる従業員	**人数**	**2,614**	**2,600**	**14**	**0.5%**
男性	人数	1,807	1,798	9	0.5%
女性	人数	807	802	5	0.6%
家庭関連休業を取得した従業員	**人数**	**2,614**	**2,600**	**14**	**0.5%**
男性	人数	1,807	1,798	9	0.5%
女性	人数	807	802	5	0.6%
復職者　性別	**人数**	**2,484**	**2,471**	**13**	**0.5%**
男性	人数	1,778	1,770	8	0.5%
女性	人数	706	701	5	0.7%
家庭関連休業を取得した従業員の復職率	**%**	**89.1**	**95.0**	**(5.9)**	**-6.2%**
男性	%	91.8	98.4	(6.6)	-6.7%
女性	%	83.6	87.4	(3.8)	-4.3%

2024年、エネルはイタリアで新たな労働協定を締結し、以下を含む親及び介護者に対する重要な福利厚生を導入した。

・エネルが認める父親の有給休暇日数を、法律で定められた日数に加え、10日から20日に拡大
・法定期間中の親の育児休業手当の改善（注１）
・子供の入学日、高校又は大学卒業時、祖父母のための孫の誕生時を含む、新たな有給休暇
・FOPEN年金基金への加入に伴う、３歳未満の被扶養子のための一時的な金銭的支援
・法律第104/1992号を利用しない介護者に対する２日間の休暇付与

（注１）育児休暇に関しては、当社は法律よりも優遇した条件を提供している。子どもが６歳になる前は、母親及び父親の両者は最初の２ヶ月、法定である賃金の80%対し90%が支給され、３ヶ月目は法定である賃金の30%に対し60%が支給される。子供が６歳から12歳の場合、エネルは、３ヶ月間の振替不能な休暇について、法定である賃金の30%に対し60%を支給する。さらに、子どもの12歳の誕生日までに母親又は父親が交互に利用できる３ヶ月の追加の休暇については、エネルは、法定である賃金の30%に対し、45%を支払う。

報酬の指標

男性の総年収に対する女性の総年収

	単位	2024年	2023年	変動	
男性の基本給に対する女性の基本給の割合(1)					
マネージャー	%	85.6	84.5	1.1	-
ミドルマネージャー	%	95.0	93.9	1.1	-
ホワイトカラー	%	93.8	92.1	1.7	-
ブルーカラー	%	83.3	101.4	(18.1)	-
男性の報酬に対する女性の報酬の割合(2)					
マネージャー	%	82.5	81.4	1.1	-
ミドルマネージャー	%	93.9	92.8	1.1	-
ホワイトカラー	%	94.2	92.5	1.7	-
ブルーカラー	%	84.0	102.1	(18.1)	-

(1) 男性の平均基本給に対する女性の平均基本給（理論上の固定）の比率として計算される。職位毎に計算される。
(2) 男性の平均報酬に対する女性の平均報酬（理論上の固定＋短期変動）の比率として計算される。これは、職位毎に計算される。

第３【事業の状況】

１【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1) 経営方針、経営戦略及び経営目標等の達成の評価に利用される客観的指標

2024年11月、当グループは、堅実かつ予測可能なリターンをもたらす規制資産への投資拡大を目的として、主に中核国及び柔軟な資本分配に焦点を当てた2025-2027年の新しい戦略計画を発表した。

2025年から2027年の３年間で、エネル・グループは、前回の2024-2026年の計画で示した戦略の柱を確認した。

・収益性、柔軟性及び耐久性　柔軟なアプローチを維持しつつ、エネル・グループのリスク/リターンプロファイルを最適化することを目的とした、選択的な資本配分によって価値創造を追求する。

・有効性及び効率性　プロセス、活動並びに製品ポートフォリオ及びサービスポートフォリオの継続的な最適化を追求し、キャッシュ創出力を強化し、既存資産の価値を高める革新的なソリューションを開発する。

・財務及び環境の持続可能性強固な構造を維持し、成長に必要な柔軟性を確保し、気候変動の課題に対処する。

2025-2027年の新しい戦略計画では、総投資額を約43十億ユーロとし、前計画から約７十億ユーロ増額する。内訳は以下のとおりである。

・26十億ユーロをグリッドに投資し、配電網の耐久性、デジタル化及び効率性の改善を目的とする。また、当グループは、エネルギー転換におけるグリッドの中心的役割を支援する規制枠組みを推進するための提言活動も継続する。

・12十億ユーロを再生可能エネルギーに投資し、柔軟な資本配分及びリスクを最小化しつつリターンを最大化する選択的なアプローチを採用するとともに、ブラウンフィールドにおける機会を活用し、利益率の更なる向上を目指す。計画期間中、陸上風力及びプログラマブル技術（水力及びバッテリー）を70%超含むテクノロジーミックスの改善により、約12GWの容量の追加を見込んでおり、2027年には再生可能エネルギー設備容量の合計が約76GWに達する見込みである。

・2.7十億ユーロを小売部門に投資し、統合型セット販売の強化並びに顧客管理及びサービス管理の改善を図る。

これらの戦略行動の結果、2027年の当グループの通常EBITDAは、24.1十億ユーロから24.5十億ユーロの間に成長し、当グループの通常純利益は7.1十億ユーロから7.5十億ユーロの間に増加すると予測されている。

当グループの2024年の財務結果は、次回の株主総会において、１株当たり0.47ユーロの配当金の分配を提案する根拠となり、これは、前計画における１株当たりの最低固定配当金（DPS）0.43ユーロを上回る水準である。

2025年から2027年の期間において、戦略的行動の実施は目に見える形で高度に予測可能な成果に結びつく見込みであり、配当政策では、最低年間固定DPSを0.46ユーロとし、通常純利益の70%まで増配する可能性がある。前計画の配当政策と比べ、キャッシュ・ニュートラルの制約も撤廃された。

2025年、エネルは以下のことを計画している。

・よりバランスが取れた明確な規制枠組みを有する地理的領域に焦点を当てた配電網への投資

・投資資本収益率の最大化及びリスクの最小化を目的とした再生可能エネルギーへの選択的投資

・一括マルチプレイによる顧客ポートフォリオの積極的な管理

上述の観点から、当グループの2025-2027年計画が基づく財務目標は、以下のとおり報告されている。

財務目標

	2024年	2025年	2027年
利益増加			
通常EBITDA（十億ユーロ）	22.8	22.9-23.1	24.1-24.5
通常利益（十億ユーロ）	7.1	6.7-6.9	7.1-7.5
価値創造			
DPS（ユーロ/１株）	0.47	0.46(1)	0.46(1)
		DPSを通常利益の70%まで増加	

(1) 最小DPS

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2) 経営環境

「第一部－第２ 企業の概況－３ 事業の内容」を参照のこと。

(3) 対処すべき課題

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを持続させるべく構成されている。2019年、エネルは国連からの行動要請に応え、2050年までに世界の平均気温の上昇を1.5℃に抑え、バリューチェーン全体で差し引きゼロになるように行動するという内容のコミットメントに署名した。特に、エネルはネット・ゼロ目標の達成をめざし、ゼロ・エミッションを2040年までに達成する野心を持っている。

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを含む、当グループの戦略目標を、より効果的に達成するために構成されている。産業計画2025-2027における当グループの戦略は、３つの柱に重点を置いている。

１．収益性、柔軟性及び回復力
２．効率性及び実効性
３．財務的持続可能性及び環境的持続可能性

このビジネスモデルは、３つの主要参照事業（発電、配電及び顧客への販売）に結びついた当社の組織ユニットが、業界の主要なトレンド、特にエネルギー及びデジタル移行につながるトレンドがもたらす利益を最大限享受し、可能であればその移行の実施を促進するために、どのように事業を行うべきかを概説するものである。

全ての主要な組織ユニットに定められた役割は、同時に、目まぐるしく変わるエネルギー部門の状況がもたらすあらゆるリスクに効果的に対処できるようにすることを目的としている。

当グループは、事業を行う市場環境から生まれるあらゆる機会から十分な利益を享受するために、３つの異なるビジネスモデル（オーナーシップ、パートナーシップ及びスチュワードシップ）を特定し、これらを活用することで定めた目標の達成を目指し、リスクを軽減しつつ将来の成果の見通しを明確化していく。

この仕組みにおいては、各国は、より広範かつ国際的な事業ラインに関して、マトリックスの観点からその地域中で活動し、地域との関係、規制、参照小売市場及び地域コミュニケーションといった活動を管理する。現在、各事業が掲げる使命は以下のように要約される。

- **エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：**この事業ラインを通じて、当グループは、常に電力システムの十分な安全性及び充足性を確保することを目指しながら、再生可能エネルギーの開発を実施し、発電ミックス及び事業を展開する国々の脱炭素化を管理している。
- **国際エネルギー及びコモディティ管理：**この事業ラインを通じて、当グループは、当社が単一のポートフォリオとして事業を行う市場におけるエネルギーによる利益を管理している。このポートフォリオでは、発電及び小売事業は常に最適なバランスを確保することができる。また、この事業ラインでは全ての取引業務を国際デスク上で管理しており、当グループの商業製品の価格設定に関するガイドラインを提供している。
- **エネル・グリッド：**エネルギー移行を実現するためのインフラを開発及び運用することで、当グループは、回復力と柔軟性のあるネットワークを通じて、地域に対して信頼性のあるエネルギー供給及びサービスの質を保証し、効率性、技術及びデジタル革新を活用し、十分な投資リターン及び現金創出を確保する。
- **エネルＸ・グローバル・リテール：**この事業ラインを通じて、当グループは、住宅用顧客、中小企業及び公共機関向けに、電気モビリティ及び革新的なソリューションを含む、幅広い商品（電気及びガス）、製品並びにサービスの提供を管理している。提供するサービスの革新及び開発、並びにこれらのサービスのライフサイクル全体を管理することを通して、顧客価値を最大化している。

当グループの戦略への投資

2025年から2027年にかけて当グループが行う投資の総額は、約43十億ユーロとなる見込みで、概ね主要国に集中している。グリッドは、戦略計画期間中の投資の約60%を占めると予想され、エネルギー転換への道筋と収益のリスク軽減において極めて重要な役割が確認されており、グループの投資額の約40%は、当グループの統合的な営業戦略を後押しすることが期待される。投資額の約75%は、リスク重視戦略を追求してヨーロッパで行われる予定である。

グリッド：

2025年から2027年にかけて、当グループは、当グループの地理的プレゼンスの再バランス化及び規制環境の改善を踏まえ、また、エネルギー移行を推進するというグリッドの役割を強化するために、主にヨーロッパ（投資額の78%）をターゲットとして、約26十億ユーロのグリッドへの投資を計画しており、2024年から2026年の当グループ計画比で40%増加する。当グループの資本分配は、当グループの規制資産ベース（RAB）を2027年には約52十億ユーロまで増加させる見込みである。

発電及び小売事業：

2025年から2027年にかけて、当グループは、統合的な営業戦略に対する約16十億ユーロの投資を計画している。再生可能エネルギー分野では、当グループは、柔軟な資本配分及びリスクを最小化しつつリターンを最大化する選択的なアプローチで約12十億ユーロを投資する計画であり、ブラウンフィールド資産の活用機会も捉えることで、さらなる利益率の向上を目指す。この計画では、約12GWの容量を追加し、テクノロジーミックスの改善によって陸上風力発電及び出力調整可能なテクノロジー（水力発電及び蓄電池）が70%超を占めると見込まれ、2027年には総再生可能エネルギー発電容量が約76GWに達する見込みである。2025-2027年計画において、顧客部門の総資本支出は約2.7十億ユーロに達する見込みで、そのうち約85%は、グループが統合的な事業展開を行う国々で実施され、エネルギー、製品及びサービスを一括したソリューション・ポートフォリオを提供する。

財務の均衡は、当グループの戦略の継続的な指針となる。これまでの成果及び昨年再構築した売却計画の完了により、当グループは債務削減目標を達成し、2024年末時点での純金融負債/EBITDA比率は約2.4倍となる見込みである（2022年は3.1倍）。獲得した財務の健全性は、当グループが市場機会を捉え、成長戦略に資金を供給し、株主還元を最大化するために必要な柔軟性を提供する。計画期間終了時、純金融負債/EBITDA比率は約2.5倍となり、業界平均を大幅に下回る水準を維持する見込みである。さらに、グループが非中核地域へのエクスポージャーを低減し、持続可能な金融へ継続的に注力することにより、総負債コストは2027年に3.9%まで低下する見込みである。2027年には、持続可能な金融資源が総負債合計の約75%を占める見込みで、前計画で設定した目標比で５ポイントの増加となる。

財務目標

2027年におけるグループの通常EBITDAは、24.1-24.5十億ユーロの範囲内での成長が見込まれており、2022年の17.3十億ユーロと比較して、年平均成長率（CAGR）は約７%となる見込みである。2027年におけるグループの通常利益は、7.1-7.5十億ユーロの範囲内になると見込まれており、2022年の4.3十億ユーロと比較して、CAGRは約11%となる見込みである。2025年から2027年にかけて、戦略的行動の実施によって明確かつ高度に予測可能なリターンが期待されており、この前提に基づいて配当政策が上方修正され、新たな固定最低年間配当金（DPS）を0.46ユーロとし、当グループの通常純利益の70%まで増配する可能性がある。さらに、前計画の配当政策と比べ、キャッシュ・ニュートラルの制約も撤廃された。

２【サステナビリティに関する考え方及び取組】

(1) ガバナンス及びリスク管理

ガバナンス

「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。

リスク管理

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。

(2) 戦略並びに指標及び目標

戦略

「第一部－第３－１ 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等」及び「第一部－第３－５ 経営上の重要な契約等」を参照のこと。

指標及び目標

「第一部－第３－４－(3) 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」及び「第一部－第３－５ 経営上の重要な契約等」を参照のこと。

(3) 「人的資本」に関する戦略並びに指標及び目標

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。詳細は、以下のアドレスのEnel.comの「統合年次報告書2024」を参照されたい。

https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2024/annuali/en/integrated-annual-report_2024.pdf

3【事業等のリスク】

エネル・グループのリスク・ガバナンス・モデル

産業活動及び商業活動を行う上で、エネル・グループは、効果的に監視、管理及び軽減されなければ、業績及び財政状況に影響を与える可能性のあるリスクに晒されている。

この点に関して、エネルの内部統制及びリスク管理システム（ICRMS）の構造に沿って、当グループは、以下に説明する複数の「柱」に基づき、リスク管理モデルを採用しており、また、その管理を可能にするグループのリスクの統一分類法（「リスク・カタログ」）及び有機的表現を採用している。

リスク・ガバナンスの「柱」

エネルは、特定された各リスク・カタログに対するコントロールの管理、監視、統制及び報告を通して実世界で実現されているリスク・ガバナンスのための参照フレームワークを採用している。

当グループのリスク・ガバナンス・モデルは、国内及び国際的なリスク管理のベストプラクティスに沿っており、以下の柱に基づいている。

- 防衛線　当グループの取り決めは、重大なリスクについては、主な分野で役割を分担するという原則を尊重し、リスクの管理活動、監視活動及び統制活動の３つの防衛線に沿って構築されている。
- 当グループのリスク委員会　マネジメントレベルで構成され、最高経営責任者が議長を務める本組織は、以下を通して、戦略的方向性及びリスク管理監督の責任を負っている。
  - 当グループが直面する主なエクスポージャー及びリスクの分析
  - リスク管理、リスク監視及びリスク制御プロセスにおける役割及び責任を特定するため、事業の責任を負うユニットとリスク監視及びリスク統制の責任を負うユニット間の組織分離の原則にのっとり、当グループ企業に適用される具体的なリスク方針の適用
  - 特定の事業制限及び必要かつ適切な場合における特定の状況又は需要に対するかかる制限の例外処理の承認
  - リスク反応戦略の定義

  当グループのリスク委員会は通常年４回開催され、最高経営責任者及び「事務管理、財務及び統制」部門の一角をなす「リスク統制」ユニットの長が必要と判断した場合にも招集される。
- 地域リスク委員会　当グループの事業の主なグローバル事業ライン及び地理的領域に沿って構成され、上級マネジメントが代表を務める特定の地域におけるリスク委員会により、地域レベルで最も重要なリスクに対する適切な監視を確保している。これらの委員会が当グループのリスク委員会と連携することにより、最も重要なエクスポージャーの緩和に関する情報及び戦略を当グループの上級マネジメントと共有することを容易にし、また、グループで定義されたガイドライン及び戦略を各地域で実施することができる。
- リスク・アペタイト・フレームワーク（RAF）　リスク・アペタイト・フレームワークは、リスク選好を決定する参照フレームワークを構成しており、各リスクの管理、測定及び統制への独自のアプローチの定義及び適用を可能にする、統合され、形式化されたシステムである。
- 方針　責任、調整メカニズム及び主な統制活動の分配は、直接関係する企業構成を含む、特定の承認手続に沿って定義された具体的な方針及び組織文書に表記されている。
- 報告　リスク・エクスポージャー及びリスク指標に関する具体的かつ定期的な情報フローは、グループレベル及び個別のグローバル事業ライン又は地理的領域毎に分類されており、エネルのトップマネジメント及び企業組織が、当グループの主なリスク・エクスポージャーを現在及び将来に渡って総合的に把握することができる。

リスク・ガバナンス及び国際的なリスク管理基準ISO 31000:2018に基づき、データ可視化ツール（eリスクランドスケープ©）にサポートされたプロセスを用いて常にリスクを監視している。このシステムは、当グループの様々な地理的領域及び事業ラインからの情報を収集及び整理し、リスク・カタログの定義に従って分類する。モニタリングプロセス及び統制プロセスには、リスク事象の発生確率及び潜在的な財務的影響の規模に基づく評価指標が含まれ、当グループの上級マネジメントに、当グループのリスク・プロファイル並びに関連する管理及び緩和措置に関する動的に更新された見解が提供される。適切なフレームワークの中に構造化されたこれらの代表的な側面は、個々のリスクのレベルの指標を提供する。

2024年、エネル・グループは約400のリスクを監視しており、そのうち14のリスクはトップリスク（発生確率が平均を上回っており、潜在的な財務的影響が大きい）として特定され、主に規制リスク、法務／税務リスク及び／又は不確実性として特定された。

エネル・グループのリスクランドスケープ©は、中程度から高程度のリスク（すなわち、極めて発生可能性が低い及び／又は影響が低い事象を除く。）の選択及び可視化を可能にする。

また、以下のとおり、複数の条件による選択を行うこともできる。

カテゴリー別

国／法人別

事業ライン別

計画期間中に特定され検討されたトップリスクは、戦略的リスク（５件）の集中度が特に高く、特に法規制リスクが顕著であり、コンプライアンス・リスク（９件）においても、特に税務訴訟又はその他の法規制の遵守に関するリスクに集中していることが分かった。

当グループのリスク・カタログ

エネルは、グループレベル並びにリスク管理及びモニタリングプロセスに関与するコーポレート・ユニットの基準となるリスク・カタログを採用している。共通言語の採用により、グループ内のリスクのマッピング及び包括的な表現が容易となり、グループのプロセスに影響を与えるリスク及びその管理に関わる組織単位のリスクの主要な種類を特定することが可能になる。

リスク・カタログは、リスクの種類を以下に示される戦略リスク、財務及び事業リスク、（非）コンプライアンス・リスク・ガバナンス及び文化に関連するリスク並びにデジタル・テクノロジーリスクを含むマクロカテゴリーに分類される。以下は、現在特定されているリスクの区分であり、様々なカテゴリーに分類されている。

戦略リスク

本セクションは、以下の戦略リスクについて開示する。

気候変動

競争環境

立法及び規制の展開

マクロ経済的・地政学的動向

気候変動

気候変動及びエネルギー転換は、当グループの事業活動に影響を及ぼし、戦略的計画及び産業的計画並びに投資に影響を与える。当グループは、エネルギー転換及び気候変動に関連する短期、中期及び長期のシナリオを策定している。

これらのシナリオの展開に関連するリスク及び機会は、例えば、技術的発展及び市場動向の変化、規制の変更、さらには急性的及び慢性的な気候事象が資産及びバリューチェーンの他の部分にもたらす影響を含む、物理現象等から特定される。

競争環境

競争環境の分析は、当社グループが事業を展開し、その事業意欲を定める背景を分析する上で、重要な要素の一つである。

また、市場動向に関連するリスクは、競合他社の産業レベル及び財務レベルでの比較パフォーマンスを定期的にモニタリングすることによっても軽減される。

この評価は、(ⅰ)最も関連性の高い競合他社及び同業者を特定し、(ⅱ)その業績、主なビジネス・ドライバー並びに戦略的目標及び産業的目標を分析し、(ⅲ)その現在及び将来のポジショニングを理解することを目的に設計されたフレームワークを使用して実施される。

ベンチマーク企業を特定するプロセスは、KPI並びに当グループのポジショニング及び戦略プランニング活動に有用なその他の情報をタイムリーに収集するために、定期的に更新される。

特に、競合他社の戦略的計画及び産業的計画の比較評価は、競争環境の変化から生じる潜在的なリスクを評価し、何よりも当グループの業績向上に資する経済的ベンチマーク及び産業的ベンチマークを提供するために特に重要である。

立法及び規制の展開

当グループは、規制市場において業務を行っている。様々なシステムの運用規則、並びにそれらに内在する義務の変更は、当グループの業務及び業績の両方に影響を及ぼす可能性がある。

この点において、エネルは、以下のような立法及び規制に関する動向を絶えず監視している。

- 配電部門における規制の定期的な見直し
- 電力市場の自由化（特に、南米において予想される展開について注視している。）
- 発電地域における容量支払メカニズムの動向
- 価格変動の影響を緩和するための規制措置

これらの事項の展開から生じるリスクを考慮し、立法及び規制枠組みにおける不安定要因に対処し、これを解消していく取り組みを強化するため、透明で協力的かつ積極的なアプローチを採用することにより、現地のガバナンス機関及びその他の規制機関との関係強化に向けた取り組みが進められている。

マクロ経済的・地政学的動向

グループの国際化が進む中、エネルは、マクロ経済、財務、制度及び社会に関するリスクを含むカントリーリスク並びに当グループの利益及び会社資産の価値の両方に重要な悪影響を及ぼし得るエネルギー業界特有のリスクの評価を考慮し、評価する必要がある。この点において、エネルは、事業展開範囲内の国のリスクの危険度を迅速に監視することができる定量的オープンカントリーリスク評価モデルを採用している。

このオープンカントリーリスク評価モデルは、ある国に影響を与え得るリスク要因についてより広い視野を提供するため、債務を返済する政府の能力に焦点を当てたより従来型のカントリーリスクの定義をより広範に捉えることを目指している。具体的には、このモデルは、経済的要因、制度及び政治的要因、社会的要因並びにエネルギー要因という４つのリスク構成要因に分類される。

オープンカントリーリスクは、既存の文献で用いられる伝統的なカントリーリスクの定義を拡張し、経済的要因、財務的要因、政治的要因、気候要因及びエネルギー要因を組み込んだ、より包括的なリスク分析を提供する定量モデルである。

オープンカントリーリスク評価モデルは、他の地域への安定性、国内政策の有効性、銀行インフラ及び企業インフラの脆弱性、経済成長、異常気象による影響（全てが経済的要因とみなされる。）を評価することにより、国の経済的強靭性を測定することを目的としている。これには、制度及び政治体制の堅牢性（制度及び政治的要因）の評価、人権及び社会現象（社会的要因）、並びにエネルギー移行の文脈におけるエネルギーシステムの効率性（エネルギー要因）も含まれる。

具体的には、エネルギー移行プロセスの分析には、再生可能エネルギーの割合、電化及びエネルギーシステムの持続可能性を考慮した、国の行動に関する将来を考慮した評価が含まれ、これらは中長期的な成長及び魅力の推定にとって重要な要素である。

財務リスク

エネルは、その業務遂行において、適切に軽減できなければ当社の業績に直接的な影響が生じる多様な財務リスクに晒されている。

当グループのリスク・カタログに従い、このカテゴリーに含まれるリスクは以下のとおりである。

商品リスク
信用リスク及び相手方リスク
為替リスク
金利リスク
流動性リスク

内部統制システム及びリスク管理システム（ICRMS）は、業務に責任を負う部署とリスクの監視及び管理を担当する部署の組織的分離の遵守を確保し、リスク管理、監視及び制御プロセスの役割及び責任を定める方針の仕様になっている。

財務リスク・ガバナンス・システムはまた、リスク管理部署により定期的に監視される、当グループ及び個々の地域及び国レベルでの各リスクの限度を運用するシステムを定めている。当グループにとって、限度を設けるシステムは、目標を達成するための意思決定ツールである。

商品リスク

エネルはエネルギー市場で業務を行っているため、エネルギー商品価格のボラティリティの向上（価格リスク）又は需要の変動若しくは原材料の入手不能等のボリュームの変化（ボリュームリスク）に起因する損失を被るリスクに晒されている。

価格リスクに対するエクスポージャーを軽減するために、当グループは、デリバティブ金融商品、エンドユーザーへの販売、燃料の調達等、収益及びコストの両方について早期に現物契約又は金融契約を締結することにより収益を安定化させる戦略を展開してきた。燃料及び原材料の供給中断のリスクを軽減するために、当グループは異なる地理的領域の供給業者を利用し、燃料供給源を多様化している。

エネルのリスク・ガバナンスは、測定及び管理プロセスに基づくリスクの上限の公式化を求めており、市場価格の想定外の変動による収益に対する影響を軽減すると同時に、市場における機会を捉えるために必要な柔軟性を確保している。

信用リスク及び相手方リスク

商品の商業取引及びその他の金融取引により、当グループは信用リスク及び相手方リスクに晒される。すなわち、相手方の信用力の悪化又は契約上の支払義務の不履行により、当グループが財務上の損失又は風評被害を受ける可能性がある。

為替リスク

当グループの地理的多様性、債券発行及び商品取引のための国際市場の利用を考慮すると、当グループの企業は、機能通貨とその他の通貨との間の為替相場の変動により、財務実績及び財務状態に想定外の変動が生じるリスクに晒されている。

為替相場リスクの潜在的影響は以下のとおりである。

- 価格が設定されたか又は投資判断が行われた時点に関する外貨建ての費用及び収益（経済的リスク）
- 為替感応度の高い金融資産又は負債の公正価値の修正（取引リスク）
- 異なる機能通貨を有する子会社の連結（コンバージョンリスク）

金利リスク

当グループは、金利水準の変動により純金融費用又は公正価値で測定される金融資産及び負債に予期せぬ変化が生じる可能性があるというリスクに晒されている。

金利リスクへのエクスポージャーは主に新たな債務の貸付条件の変更可能性及び変動利付債券の利率に関するキャッシュ・フローの変動可能性から発生する。

特別なプロセス、リスク指標及び運転基準を通したリスク管理により、財務に対する潜在的な悪影響を抑制すると同時に、適切な柔軟性を持って負債構造を最適化できる。

流動性リスク

流動性リスクとは、当グループが、支払能力があるにもかかわらず、コミットメントを適時に履行できないリスク、好ましくない条件でしか履行できないリスク又は緊張状況若しくはシステム上の危機（信用収縮、国債危機等）又は当グループのリスク性に対する市場の認識の変化により、資産の売却が制約され、その結果、キャピタル・ロスが発生するリスクである。

財務リスクの管理に関する更なる情報は、2024年12月31日現在の連結財務書類の注記47「リスク管理」を参照のこと。

デジタル・テクノロジーリスク

本セクションのリスクは、以下のとおりである。

サイバーセキュリティ

デジタル化

ITの有効性

サービスの継続性

サイバーセキュリティ

サイバーリスクを管理するため、当グループは、サイバーセキュリティ運用モデル及び関連するプロセスのフレームワークを開発した。より具体的には、運用モデルはプロセスフレームワークの役割及び責任を定義し、最高情報セキュリティ責任者（CISO）の下に、当グループの様々な事業分野のマトリックスにも統合されている特別ユニットを設けている。さらに、当グループは、情報技術（IT）、操業技術（OT）及びインターネット・オブ・シングス（IoT）の全ての部門に適用されるサイバーセキュリティの問題の管理を目的とした総合的なプロセスを設計及び採用している。そのフレームワークは、上級経営陣の行動、世界的な戦略的方向性、全ての事業分野並びにIT、OT、及びIoTシステムの設計及び導入に関係する部門の関与に基づくガバナンスモデルを定めており、それにより、技術、プロセス及び人材の完全な統合のための強固な基盤を構築している。このフレームワークは、リスク・ベース・アプローチ及び設計によるサイバーセキュリティという２つの重要な原則に基づいている。第一に、リスク評価が戦略的意思決定並びに組織内の全ての資産の開発及び安全な保守の前提条件であることを確立するものであり、第二に、IT、OT及びIoTの３つの全ての領域にわたるソリューション、サービス及びインフラのライフサイクルの始まりから全体を通してサイバーセキュリティ原則の採用を保証するものである。このフレームワークの適用の一環として、IT、OT及びIoT環境全てにも適用可能なサイバーリスク管理手法が定義された。これは、確立されたサイバーセキュリティの目的に沿って、リスク分析を実施し、関連する緩和計画を定義するために必要な全てのフェーズで構成されている。IT／OT／IoTシステムを使用する利点と、それらが引き起こす可能性のあるリスクとのバランスをとるためには、十分な情報に基づいたリスク・ベースの決定が基本である。

エネルはまた、ITセキュリティのインシデントに対して積極的に対応し管理するために、独自に運用するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）も創出した。

エネルは、想定されるサイバーリスクの財務的影響を測定し、様々な攻撃シナリオにおけるバリュー・アット・リスクを測定するために、サイバー・バリューアット・リスク（Cyber V@R Enel Group©）手法を開発している。

デジタル化、ITの有効性及びサービスの継続性

当グループは、エネルギーのバリューチェーン全体の管理において完全なデジタル変革を行い、新たなビジネスモデルの展開、業務プロセスのデジタル化、システムの統合及び新しい技術の採用を行っている。このデジタル変革の結果、当グループは、当社全体で統合しているプロセス及び業務への影響を伴うITシステムの機能に関して、ITシステム及びOTシステムがサービスの中断又はデータの損失のリスクにますます晒されるようになっている。

これらのリスクは、デジタル変革を推進するために当グループが策定した一連の内部基準を使用して管理されている。ITバリューチェーン全体に制御ポイントを設定する内部統制システムを整備することで、ビジネスニーズに合わないサービスを開始したり、適切なセキュリティ措置を採用できなかったり、サービスが中断したりといった問題からリスクが発生するのを防ぐことができる。内部統制システムは、グループ内で行われる業務と、外部関係者及びサービス供給業者に外部委託した業務の両方を監督する。エネルはさらに、デジタル変革を効果的に導き、関連するリスクを最小限に抑えるため、当グループ内におけるデジタル文化及びデジタルスキルの普及を促進している。

人工知能に関して、当グループは、当社内で使用されているAIシステムによって引き起こされるリスクの管理及び監視に関連するプロセス及び活動を強化するガバナンスツールを開発し、改良している。この目的のため、潜在的な影響領域及びそれを構成するリスク要素を分類する具体的なタクソノミーが開発された（「エネル・グループAIタクソノミー©」）。

オペレーショナル・リスク

本セクションのリスクは、以下のとおりである。

環境
健康及び安全
人材及び組織
調達・物流・サプライチェーン

環境

過去数年にわたり、地球温暖化並びに水資源の開発及び劣化のさらなる進行が特に重要視され、環境及び生態系に影響をもたらす開発モデルに起因するリスクに対し、社会の認識は強まってきている。これらの影響により、環境の質及び生態系の健全性への関心が高まりつつあり、関連するリスクへの認識がますます深まっている。

エネルの活動に関連する環境リスクの分析は、影響度及び依存度の重要性分析の結果に基づき、統合された多機能アプローチを用いて実施された。かかる評価は、生態系の変容及び生物多様性の喪失に関連するリスク、水不足に関連するリスクを含む天然資源の枯渇、汚染排出及び持続可能な廃棄物管理の両方に関する環境マトリックスの汚染等、様々な活動及び技術に関連した、主要なオペレーショナル・リスク、経済リスク、財務リスク、社会リスク、環境リスクを特定することを可能にした。

オペレーショナル・リスクに加え、規制枠組み、技術的枠組み又は市場枠組みの想定される変化及び関連する機会に起因するため、風評リスク及び移行リスクも評価された。

エネルは、環境リスク及び環境機会を特定及び管理するための体系化された方針及び手続の存在を保証するISO 14001認証を受けた環境管理システムを当グループ全体に採用し、環境への影響並びにリスクの防止及び最小化に取り組んでいる。構造化された管理計画に、環境に関する最良の実践例に着想を得た改善活動及び改善目標を組み合わせ、環境マトリックスへの影響並びにその結果としての法的紛争及びその他の評判の悪化を軽減している。環境に関するリスクの分析及び特定された緩和措置については、当社のウェブサイトで入手可能な2024年統合年次報告書の「環境情報　生物多様性及び生態系」を参照のこと。

健康及び安全

組織の全員に共有される強固で持続可能な安全文化を創出することは、戦略的目標である。そのため、エネルは、従業員、協力企業、エネルの顧客及び日々エネルが交流を行っているコミュニティにとってますます健康的で安全な手続、条件及び労働環境を定義し、実施することを約束すると同時に、専用の研修コースを通じて、安全文化の継続的な強化を推進している。

エネルの従業員及び請負業者が晒される主な健康及び安全のリスクは、当グループの拠点及び資産で業務活動を行うことに起因している。かかるリスクは、業務プロセス及び業務活動におけるデジタル化の導入のみならず経済的及び社会的な傾向によって変化する可能性があり、完全に異なるものになる可能性がある。別の種類の健康及び安全のリスクは、適用ある法律及び規制の違反に関連している。これは、健康及び安全に影響を及ぼし、行政上又は司法上の罰則につながり、これにより、エネル・グループに財政的及び風評的な影響を与える可能性がある。

こうした理由から、当グループの各事業ラインは、国際的なUNI ISO 45001規格に準拠した独自の安全衛生管理システムを有している。かかる管理システムは、脅威の特定、財務リスク及び風評リスクを含むリスクの質的評価及び量的評価、予防措置及び保護措置の計画及び実施、当該予防措置及び保護措置並びに是正措置（請負業者の選定及び管理に関する厳格なプロセスを含む。）の有効性の検証に基づいている。これらのシステムにより、規制の遵守を確保し、継続的改善を目的とする手続及び関連する是正措置の有効性を検証し、最終的には、健康及び安全の問題における組織及び個人の強固な文化を確実に浸透させることができるのみならず、リスク・ベースのアプローチの普及を確実にすることが可能である。これらのシステムの主要な文書は、取締役会と合意され、CEOが署名した当グループの健康及び安全の方針であり、指針となる原則、戦略的目標、アプローチ及びガイドライン、並びに健康及び安全のパフォーマンスを継続的に改善するための優先事項を定めている。

業務上の観点から、健康及び安全のリスクは、具体的には、従業員により行われる業務、外部の環境条件及び職場環境の条件に基づいて、各事業所又は資産毎に具体的に評価される。かかる評価により、職場の安全に係る予防措置及び保護措置を特定し、当該予防措置及び保護措置の有効性及び効率性を検証するために、当該予防措置及び保護措置の実施、改善及び管理を計画することが可能となる。

予防的なリスク評価に加え、エネルは、行動、手続及び業務方法の遵守、並びにその結果としての社内のスタッフ及び外部の請負業者の両方における健康及び安全のリスクの適切な管理を継続的に監視することを目的とした、体系的な現場調査プロセスを開発した。社内のスタッフ及び有資格の企業の両方によって管理されるかかるプロセスは、リスクの状況（違反）及び是正措置（研修コース、コーチング及び安全文化の浸透を含む。）を含む関連する計画の特定を可能にする。

具体的に請負業者についてのエネルのアプローチは、請負業者をエネルの従業員の健康及び安全の重要な原則を採用する上でのパートナーとして考えることであり、それによって請負業者は、かかる原則を適用する上で、また、職場の健康及び安全の問題に配慮する上で、社内の従業員と同等とみなされる。したがって、安全は調達プロセスに統合され、請負業者の業績は、資格制度を用いた準備段階及び契約履行段階の両方において、多くの管理プロセス及びツールを通じて監視される。例えば、請負業者評価（資格段階又は指標の評価において重大な問題若しくは低評価が発覚した場合における請負業者の組織、プロセス及び業務方法の分析）又は評価グループ（サプライヤーの安全のパフォーマンスを評価し、その結果としての管理活動を決定するため、全ての国際事業ライン及び地理的領域にわたって開催される定期的な部門間会議）等を通じて監視される。

これらのプロセス及び業務上の側面に加え、健康及び安全のリスクを適切に管理する上で他に重要な原動力は、組織内の従業員に対する研修及び啓発活動の取り組みである。エネル・グループは、技術的スキルの向上及び安全文化の醸成を促すと同時に、変化の過程の支援並びに事業活動から浮上するニーズへの適時の反応を促進するために、知識をスキルへ、またそれにより行動へと変換することを目的とした体系化された研修管理プロセスを採用している。

また、エネルは、イントラネット上のニュース、情報共有のメール、ニュースレター及び雑誌等の、会社の様々なルートを通じて、社員の間における情報及び認識の体系的な普及を促している。我々は、定期的に従業員からプロセスの改善に関するフィードバックを集めて調査を行い、全ての従業員の間で安全に係る手続の遵守についての認識を高めるために、また、重大又は致命的な事故の過程及び原因について集団的な反省の時間を作るために、コミュニケーションに取り組んでいる。

最後に、エネルは、健康及び安全の分野におけるベストプラクティスを共有することにより継続的な改善を確保するために、企業間のワーキング・グループへの参加を通じて、エネルギー部門内外における国際的なトッププレーヤーとの対話も絶えず行っており、業務プロセス及び革新的な取組みの両方を調査している。

人材及び組織

エネルギー転換からデジタル化及び技術革新並びに人工知能の急激な台頭に至るまで、我々が今日経験している社会的、経済的、人口学的及び文化的な大規模な変革の全てが仕事の世界に大きな影響を与え、パラダイムを覆し、文化及び組織に大きな変化をもたらすため、新しい職業的役割や人材が求められている。

この変化に対応するため、包括的な方法で行動することが不可欠であり、人材を仕事の世界及び社会全体の両方で中心に据え、この画期的な変革に対応するための適切なツールを身につけさせる必要がある。

組織は、バリューチェーン全体を通じて機敏で持続可能な新しい仕事及びビジネスモデルを志向することをますます求められている。また、各個人の貢献が広く共有された価値を生み出すために不可欠な要素であることを認識し、各人の多様性及び才能を高めるための方針を採用することが不可欠である。

人材の重視性、常に耳を傾けること、共有、個人の起業家的能力の向上、関与は、当社における働き方及び経験のキーワードである。

組織がますます効率的となり合理化されたことにより、人的資源の管理及び個人の重視性は、当グループの産業戦略の実行において基本的な役割を担っており、特別な目標に対する実現可能な要素として作用している。主な目標は、従業員の再教育及びスキルアップの促進によるスキル及び能力の継続的な開発、労働環境及びパフォーマンスを評価するモデルの導入、当グループが存在する全ての国における多様性及び多様性受入方針の普及及びその効果の厳格な評価、並びに才能ある人材を惹きつけ採用するための基本的な推進力である、無差別及び機会均等の原則に基づく、包括的組織文化である。

当グループは、組織及びプロセスの簡素化を通じて組織モデルの耐性及び柔軟性の強化に取り組んでおり、関係者間の明確な説明責任並びにグローバルガバナンス及びグローバル統制を備えた手続システム、プロセスのデジタル化並びにデータ駆動型のアプローチの設計を常に重視している。

これら全ての目的は、人材の才能、適性及び希望を尊重する、エンパワーメント・プロセスの強化及び起業家的アプローチの育成により、個人及びチームの自主性及び説明責任を可能にすることである。革新的かつ柔軟な組織モデルの使用のみならず、ハイブリッド方式の働き方及びインターナルモビリティの推進は、信頼、イノベーション、積極性、尊重及び柔軟性に基づく企業文化の発展を支援することにまさに照準を合わせたツールである。

調達・物流・サプライチェーン

グローバル調達及び関連するガバナンス文書における調達プロセスは、規制及び制御点からなる構造的なシステムを形成しており、これにより、持続可能な経済発展のためのイニシアチブの推進を放棄することなく、倫理綱領、エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム、「腐敗防止」計画及び人権方針に定められた基本原則の完全な遵守と、経済的な事業目標の達成を両立させることができる。

調達プロセスの観点から、様々な部門が競争プロセスを採用しており、これにより技術要件、経済要件、環境要件、安全要件、人権要件、法的要件及びその他の倫理的要件を満たす全ての事業者に対して、機会への平等なアクセスを確保している。

リスク統制システムに関して、グローバル調達は、不確実性を許容レベルまで低減するための予防措置を実施し又は全ての事業、技術及び地理的領域における影響を緩和するために、軽減措置の前後のリスクのレベルを示す指標の適用に重点を置いている。

サプライチェーン・リスク管理の有効性は、各サプライヤーに対して特定の指標（債務不履行の可能性、個々のサプライヤー又は産業グループとの契約の集中度、サプライヤーのエネルへの依存度、入札中の行動の正しさのパフォーマンス指標、品質並びに契約履行における時間厳守及び持続可能性、カントリーリスク等を含む。）を用いて集約的なリスク指標を算出することで監視されており、これらの指標では調達戦略及び調達交渉並びに落札の指針となるしきい値が指定されていて、これによりリスク及び利益の可能性の選択を可能にする。

さらに、市場のボラティリティを管理しつつ、サプライチェーンの中断を回避し、市場における不足、物流問題及び事業中断に由来するリスクを軽減することを目的として供給源を分化させる等の最善の戦略を採用するために、原材料のサプライチェーンに関しては、各国の地政学的状況も監視している。

コンプライアンス・リスク

本セクションのリスクは、以下のとおりである。

個人情報の保護に関連するリスク

税法の遵守

個人情報の保護に関連するリスク

41ヶ国超に存在する当グループは、公共サービス分野で最大の顧客基盤（68百万人超のエンドユーザー）を持ち、現在約60,000人の従業員を擁している。その結果、当グループのビジネスモデルでは、2025年-2027年の戦略計画で想定されている財務上及び事業上の業績水準を追求するために、ますます大量かつ増大する個人情報の管理が必要である。

このためエネルは、顧客、従業員、又は第三者の個人情報の機密性、完全性又は利用可能性を喪失する可能性のある、個人情報の保護に関連するリスクに晒されており、世界的な売上高に基づいて決定される罰金、特定のプロセスの使用の禁止並びにその結果としての経済的損失又は財務的損失及び風評被害のおそれがある。

このリスクを管理及び軽減するため、エネルは、グローバルな情報保護ガバナンスモデルを採用しており、このモデルでは、全レベルで個人情報に関する役割（グローバル及び国レベルでのデータ保護オフィサー（DPO）の任命を含む。）を割り当てるとともに、個人情報のグローバルガバナンスモデルを採用し、デジタルコンプライアンスツールにより、アプリケーション及びプロセスをマッピングし、特定の地域の規制に準拠して、個人情報保護に関連するリスクを管理している。

税法の遵守

エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル・グループの財務戦略を定義し、グループ全体への適用を保証することにより、公正性、誠実性及び適法性という価値観に基づく企業文化の普及を推進する役割を担い、責任を負っている。

当グループの企業は、当グループが存在する国の税法を適時に遵守することを含め、合法性の原則を遵守しなければならない。これは、法律又は法制度が解釈の対象とする問題に対して想定している精神及び目的の遵守を保証するためであり、また、現実を反映せず、不当な税制上の優遇措置が合理的に期待されるような、純粋に作為的又は捏造的な構成をもたらす可能性のある行動又は業務を避けるためでもある。

４【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 業績等の概要

「第一部－第３－４－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2) 生産、受注及び販売の状況

「第一部－第３－４－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

業績指標の定義

当グループの業績を示し、その財務構造を分析するため、当グループが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類に含まれる表とは異なる、別の再分類された表が作成された。これらの再分類された表は、2015年10月５日に公表された代替的業績指標に関するESMAガイドライン（ESMA/2015/1415）に沿った連結財務書類から直接に得られるものとは異なる業績指標を含んでいる。経営陣は、それらの指標が、当グループの業績を監視する上で有効であり、事業の財務成績を反映するものであり、経時的により優れた比較可能性を確保できると確信している。

それらの指標に関して、2021年４月29日、CONSOBは警告通知第5/2021号を発行した。かかる通知は、欧州証券市場監督局（ESMA）により2021年３月４日に発行された、規則（EU）2017/1129（英文目論見書規則）に基づく開示要件についての2021年５月５日に施行されたガイドラインに効力を生じさせ、CESR勧告への言及及び財務ポジションに関する2006年７月28日付け通知第DEM/6064293号に含まれていた言及を置き換えるものである。

より具体的には、当該ガイドラインは、以前のCESR勧告（2013年３月20日改訂版ESMA/2013/319）を更新したものである。

当該ガイドラインは、指令第2003/71/EC号の適用範囲内で規制対象情報又は目論見書に含まれる代替業績指標の有用性及び透明性を促進し、その比較性、信頼性及び包含性を向上させることを意図している。

上記の規制に従い、エネル・グループのこれらの指標を構築するために用いられた基準は、以下のとおりである。

売上総利益（EBITDA）

「営業利益」、「売掛金及びその他の債権の減損／（減損の戻入）純額」並びに「減価償却費、償却費及びその他の減損」の合計で算出される営業成績指標をいう。

通常売上総利益（通常EBITDA）

当グループが行うオーナーシップ、パートナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業から生じた「売上総利益」に非継続事業の通常売上総利益（存在する場合）を加えたものとして定義される。企業再編に関連する費用及び現地の外国政府がエネルギー企業に対し課した「特別連帯税」並びにチリの機能通貨の変更に関連する費用を算入しない。

通常営業利益

「営業利益」に非継続事業の通常営業利益を加え、通常売上総利益に関連して言及された中核営業に関連しない取引の影響を除外したものとして定義される。また、「IAS第36号－資産の減損」又は「IFRS第５号－売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に基づく帳簿価額の回収可能性の評価後の資産及び／又はグループ資産に係る重要な減損損失（減損損失の戻入を含む。）も除外する。

グループ通常利益

「通常営業利益」で述べた項目について「グループ利益」を調整し、税効果及び非支配持分を考慮することにより決定される。また、持分法適用投資に関連する当グループの中核事業に厳密に起因しない多くの金融要素も除外される。

純固定資産

「固定資産」と「固定負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「繰延税金資産」
・「その他の非流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産」
・「長期借入」
・「従業員給付」
・「リスク及び費用に対する引当金の非流動部分」
・「繰延税金負債」
・「その他の固定金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の固定金融負債」

純運転資本

「流動資産」と「流動負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「その他の流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる流動金融資産」
・「現金及び現金同等物」
・「短期借入」及び「長期借入の流動部分」
・「リスク及び費用に対する引当金の流動部分」
・「その他の流動金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の流動金融負債」

売却目的保有の純資産

「売却目的保有として分類された資産」及び「売却目的保有として分類された処分グループに含まれる負債」の代数和として算出される。

純投下資本

「純固定資産」及び「純運転資本」、「リスク及び費用に対する引当金」、「従業員給付」、「繰延税金負債」及び「繰延税金資産」、並びに「売却目的保有の純資産」の合計として算出される。

純金融負債

以下により決定される財務構造指標をいう。

・「長期借入」、「短期借入」、「長期借入の流動部分」並びに「その他の固定金融負債」及び「その他の流動金融負債」にそれぞれ含まれる「純金融負債に含まれるその他の固定金融負債」及び「純金融負債に含まれるその他の流動金融負債」の項目から、
・「現金及び現金同等物」、
・「その他の流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる流動金融資産」（（ⅰ）長期貸出資産の流動部分、（ⅱ）有価証券及び（ⅲ）金融資産を含む。）、並びに
・「その他の非流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる非流動金融資産」（（ⅰ）有価証券及び（ⅱ）金融資産を含む。）を差し引いたもの

より一般的には、エネル・グループの純金融負債は、ESMAが2021年３月４日に発行し、2021年５月５日から適用されたガイドライン39及びCONSOBが2021年４月29日に発行した上記の警告通知第5/2021号に従って報告されている。

上記の基準に従って決定された当グループの金融負債と、2006年７月28日付けCONSOB通知第DEM/6064293号の基準に従って決定された金融負債の調整は、2024年12月31日現在の連結財務書類の注記45「正味財務状態、長期金融資産及び有価証券」に報告されている。

連結範囲の主な変更

検討対象の２期間において、連結範囲は変更された。詳細については、2024年12月31日現在の連結財務書類の注記７「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

当グループの業績

業務

発電量

	2024年	2023年	増減	
純発電量(TWh)(1)	191.87	207.33	(15.46)	-7.5%
－再生可能エネルギー(TWh)(1)	*133.33*	*126.98*	*6.35*	*5.0%*
純有効発電設備容量合計(GW)	81.0	81.4	(0.4)	-0.5%
純有効再生可能発電設備容量(GW)	56.6	55.5	1.1	2.0%
純有効再生可能発電設備容量(%)	69.9%	68.2%	1.7%	2.5%
追加的有効再生可能発電設備容量(GW)	2.64	4.03	(1.39)	-34.5%

(1) 管理された再生可能エネルギー容量を含む206.9TWh（2023年12月31日現在は220.6TWh）。同様に、再生可能エネルギーによる発電量は148.3TWh（2023年12月31日現在は140.3TWh）となる。

2024年における**エネルの純発電量**は、2023年と比べて15.46TWh減少したが、これは、主にイタリア、スペイン、チリ、アルゼンチン、コロンビア及びペルー（後者は（多くの発電所の売却に伴うもの。）における複合サイクル発電所（-10.29TWh）、石炭（-8.38TWh）並びに燃料油及びターボガス発電所（-2.42TWh）による発電量の減少による火力発電の減少（-21.09TWh）の結果であった。

再生可能資源による発電量の増加（6.35TWh）は、主にイタリア、スペイン、ブラジル及びチリにおける水力発電（3.37TWh）、主にスペイン、北米及びコロンビアにおける太陽光発電（2.74TWh）、並びにブラジル、チリ及び北米における風力発電（0.74 TWh）の増加によるものであり、その他の再生可能資源による発電の減少（-0.50TWh）により一部のみ相殺された。

原子力発電も、0.72TWh減少した。

事業の売却による変動を除くと、2024年の発電量は2023年と比べて3.1%減少した。

2024年12月末現在の当グループの**純有効発電設備容量**合計は、81.0GWとなり、火力発電容量（-1.5GW）、水力発電容量（-0.6GW）、風力発電容量（-0.1GW）及び地熱発電容量（-0.1GW）の減少により、2023年と比べて0.4GW減少した。かかる減少は、主にブラジル、北米、コロンビア、スペイン及びイタリアにおける純太陽光発電容量の増加（+1.9GW）によって一部のみ相殺された。かかる減少は、ペルーにおける資産売却による連結範囲の変更（-2.3GW）を反映している。

2024年12月末現在、当グループの**純有効再生可能発電設備容量**は56.6GWに達し、2023年と比べて1.1GWの増加となり、純有効発電設備容量全体の69.9%を占めている。

配電

	2024年	2023年	増減	
エネルの配電網による送電量(TWh)	481.2	489.4(2)	(8.2)	-1.7%
稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー(数)(1)	45,181,536	45,172,959	8,577	-
配電及び送電網(km)	1,870,283	1,899,419	(29,136)	-1.5%
エンドユーザー(数)	68,523,156	70,291,727	(1,768,571)	-2.5%
SAIDI(平均分数)	205.2	208.3(2)	(3.1)	-1.5%
SAIFI(平均回数)	2.5	2.5	-	-

(1) うち、第二世代メーターを有するエンドユーザー数は、2024年では30.5百万、2023年では28.7百万であった。
(2) 2023年の数値は、より正確な合計の計算を反映している。

エネルの配電網による送電量は、2024年において481.2TWhとなり、2023年と比べて8.2TWh減少（-1.7%）したが、これは主に、ルーマニア及びペルーに保有する配電資産の売却（-17.4TWh）並びにアルゼンチンにおける配電の減少（-0.5TWh）に起因しており、イタリア（+3.3TWh）、スペイン（+2.0TWh）、ブラジル（+3.8TWh）、チリ（+0.4TWh）及びコロンビア（+0.2TWh）における送電量の増加により一部のみ相殺された。

上述の連結範囲の変更を除くと、配電は9.2TWhの増加（+2.0%）となった。

2024年の**稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー**数は、8,577の増加となった。これは主に、ブラジル（+644,711）、スペイン（+98,018）、チリ（+3,056）及びコロンビア（+895）における増加によるものであり、イタリア（-717,505）、ペルー（-20,449）及びアルゼンチン（-149）における減少により一部のみ相殺された。

エンドユーザー市場

	2024年	2023年	増減	
エネルの電力販売量(TWh)	273.5	300.9	(27.4)	-9.1%
エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)	7.1	8.3	(1.2)	-14.5%
個人顧客(数)(1)	55,485,799	61,125,743(2)	(5,639,944)	-9.2%
－うち自由市場	*23,665,515*	*24,234,813*(2)	*(569,298)*	*-2.3%*
需要反応容量(MW)	9,250	9,588	(338)	-3.5%
公共の充電地点(数)(3)	27,494	24,281	3,213	13.2%
貯蔵(MW)	2,858	1,730	1,128	65.2%

(1) 光ファイバーの顧客を含む。
(2) 2023年の数値は、より正確な合計の計算を反映している。
(3) ジョイント・ベンチャーを通じて操業する充電地点数も含めると、合計数は2024年12月31日現在で28,809ヶ所、2023年12月31日現在で25,337ヶ所となる。

2024年の**エネルの電力販売量**は273.5TWhとなり、2023年と比べて27.4TWhの減少（-9.1%）となった。

2024年の電力販売量の減少は、規制市場及び自由市場の双方に集中していた。自由市場については、（ペルー及びルーマニアの２ヶ国における資産の売却による）イタリア、スペイン、ペルー及びルーマニアの企業間（B2B）及び企業から顧客（B2C）の両顧客セグメントにおいて販売量の減少がみられたが、ブラジル、チリ及びコロンビアの増加により一部のみ相殺された。

規制市場における減少は、主にブラジルのB2B顧客セグメントに影響を及ぼした一方、イタリアでは、2024年７月１日付けで保護強化市場が廃止されたこと(1)に起因していた。

上述の連結範囲の変更を除くと、電力販売量は13.3TWhの減少（-4.7%）となった。

加えて、2024年の**天然ガス販売量**は、イタリア（0.7十億立方メートル減）、スペイン（0.4十億立方メートル減）及び世界の他の地域（0.1十億立方メートル減）で2023年と比べて1.2十億立方メートル減少し、7.1十億立方メートルとなった。

2024年の**需要反応容量**は、イタリア（-189㎿）、スペイン（-104㎿）及び世界の他の地域（-45㎿）で2023年と比べて338㎿減少し、9,250㎿となった。

2024年12月31日現在の稼働中の電気自動車向けの**公共の充電地点**は、イタリア（+2,358ヶ所）、スペイン（+581ヶ所）及びラテンアメリカ（+274ヶ所）で2023年と比べて3,213ヶ所増加し、27,494ヶ所となった。

最後に、2024年12月31日現在の**貯蔵**は、イタリア（+983㎿）、チリ（+168㎿）及び北米（+115㎿）を中心とした主に再生可能エネルギー発電所における新規BESS技術バッテリーの設置（+1,231㎿）により1,128㎿増加し、2,858㎿となったが、メーター関連の貯蔵により一部のみ相殺された。

(1) 「脆弱な」顧客を除く。

エネル・グループの従業員

以下の表は、事業部門別の従業員数を示している。

（人数）	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）	2023年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）
火力発電及び取引	5,105	5,725	8.4%	9.3%
エネル・グリーン・パワー	8,269	8,891	13.7%	14.6%
エネル・グリッド	32,214	30,946	53.4%	50.7%
エンドユーザー市場	7,944	8,926	13.2%	14.6%
ホールディング及びサービス	6,827	6,567	11.3%	10.8%
合計	**60,359**	**61,055**		

2024年12月31日現在のエネル・グループの従業員数は、60,359人（2023年12月31日現在は61,055人）であった。

2023年12月31日現在の従業員数	**61,055**
雇用	4,855
退職	(4,289)
連結範囲の変更	(1,262)
2024年12月31日現在の従業員数	**60,359**

当グループの従業員数は、イタリア及びブラジルのネットワークにおける雇用によるプラスのバランス（566人の増加）が、主に以下に起因する連結範囲の変更によるマイナスの影響（1,262人の減少）により相殺されたことを反映し、696人減少した。

・エネル・ジェネラシオン・ペルーの売却
・エネル・ディストリビュシオン・ペルーの売却
・エネルＸ・ペルーの売却
・エネルＸ・ストレージ・ユーエス・エルエルシーの売却
・ミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体で配電資産を売却したことによる、ｅ・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーからＡ２Ａへの多数の従業員の移転

次へ

当グループの業績

(単位：百万ユーロ)

	通常損益計算書(1)				損益計算書			
	2024年	2023年	増減		**2024年**	2023年	増減	
収益	77,173	98,163	(20,990)	-21.4%	78,947	95,565	(16,618)	-17.4%
費用	54,849	73,232	(18,383)	-25.1%	55,358	72,344	(16,986)	-23.5%
コモディティ契約から生じた純損益	477	(2,962)	3,439	-	477	(2,966)	3,443	-
売上総利益／（損失）	**22,801**	**21,969**	**832**	**3.8%**	**24,066**	**20,255**	**3,811**	**18.8%**
減価償却費、償却費及び減損	8,040	7,927	113	1.4%	8,572	9,423	(851)	-9.0%
営業利益／（損失）	**14,761**	**14,042**	**719**	**5.1%**	**15,494**	**10,832**	**4,662**	**43.0%**
金融収益	7,080	6,062	1,018	16.8%	7,082	6,049	1,033	17.1%
金融費用	10,411	9,440	971	10.3%	10,483	9,424	1,059	11.2%
純金融費用	**(3,331)**	**(3,378)**	**47**	**1.4%**	**(3,401)**	**(3,375)**	**(26)**	**-0.8%**
持分法による投資利益／（損失）	**277**	**226**	**51**	**22.6%**	**(210)**	**(41)**	**(169)**	**-**
税控除前利益／（損失）	**11,707**	**10,890**	**817**	**7.5%**	**11,883**	**7,416**	**4,467**	**60.2%**
法人税	3,253	3,211	42	1.3%	3,654	2,778	876	31.5%
継続事業からの利益／（損失）	**8,454**	**7,679**	**775**	**10.1%**	**8,229**	**4,638**	**3,591**	**77.4%**
非継続事業からの利益／（損失）	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(371)**	**371**	**-**
当年度利益（親会社株主及び非支配持分）	**8,454**	**7,679**	**775**	**10.1%**	**8,229**	**4,267**	**3,962**	**92.9%**
親会社株主に帰属	7,135	6,508	627	9.6%	7,016	3,438	3,578	-
非支配持分に帰属	1,319	1,171	148	12.6%	1,213	829	384	46.3%

(1) 「業績指標の定義」の項目で定義されるように、通常損益計算書には臨時項目が含まれていない。結果の要約は、売上総利益、営業利益及び当期利益（親会社株主に帰属）の合計について報告された数値と通常の数値との調整を示している。

次へ

収益

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
電力販売	43,478	52,465	(8,987)	-17.1%
送電	12,072	11,123	949	8.5%
ネットワーク事業者からの手数料	961	1,142	(181)	-15.8%
機関市場事業者からの繰入金	1,747	1,570	177	11.3%
ガス販売	5,875	7,983	(2,108)	-26.4%
ガス輸送	564	68	496	-
燃料販売	1,578	3,458	(1,880)	-54.4%
電力及びガスのネットワークへの接続手数料	1,002	877	125	14.3%
建設契約からの収益	1,054	995	59	5.9%
期間中に決済された契約に係る現物決済を伴うコモディティの売却と公正価値の損益	3,265	10,383	(7,118)	-68.6%
付加価値サービス販売	1,263	1,653	(390)	-23.6%
環境認証販売	132	283	(151)	-53.4%
資産の売却	2,351	584	1,767	-
有形固定資産及び無形固定資産の売却益	90	44	46	-
環境認証助成金	293	346	(53)	-15.3%
その他の払戻	401	314	87	27.7%
タックス・パートナーシップ	1,239	799	440	55.1%
その他の収益	1,582	1,478	104	7.0%
合計	**78,947**	**95,565**	**(16,618)**	**-17.4%**

2024年の**収益**は、2023年の95,565百万ユーロから16,618百万ユーロ減少（-17.4%）した。

かかる減少は、イタリア及びスペインを中心とした電力及びガスの販売量の減少並びに欧州のエネルギー市場が徐々に安定化したことに伴い2023年と比較して平均販売価格が下落したことを主に反映していた。また、主に2023年第４四半期におけるルーマニアの資産売却及び2024年第２四半期におけるペルーの資産売却に起因する連結範囲の変更も反映している。

現物決済を伴うコモディティ契約の売却からの収益は、前年と比べて7,118百万ユーロ減少（-68.6%）した。かかる減少は、イタリア及びスペインにおけるガスを中心とした販売量の減少及び平均価格の下落の双方を反映していた。

かかる収益の減少は、資産の売却による収益の1,767百万ユーロの増加により一部のみ相殺された。より具体的には、2024年の収益は、主に以下に起因して2,351百万ユーロとなった。

・ミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電事業の所有者であるデュエレティの資本の90%をＡ２Ａ売却したことにより、989百万ユーロを創出
・ペルーの発電資産及び配電資産の売却により、1,347百万ユーロの収益を創出

2023年の資産の売却による収益は584百万ユーロとなり、これにはオーストラリア（103百万ユーロ）及びギリシャ（160百万ユーロ）における支配権喪失を伴う資産の一部売却、チリで事業を行う一部の再生可能エネルギー企業の売却（195百万ユーロ）、並びにブラジルにおけるEnel CIENの99百万ユーロの事業権喪失利益が含まれていた。

費用

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
電力購入	19,903	24,668	(4,765)	-19.3%
発電のための燃料消費	3,652	6,385	(2,733)	-42.8%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス	6,834	15,324	(8,490)	-55.4%
原料	2,446	2,747	(301)	-11.0%
人件費	4,938	5,030	(92)	-1.8%
サービス、リース及びレンタル	16,687	15,450	1,237	8.0%
環境認証	1,449	2,603	(1,154)	-44.3%
電力及びガスのシステムに係るその他の費用	175	568	(393)	-69.2%
公租公課に係るその他の費用	1,341	1,529	(188)	-12.3%
株式投資の処分に係る資本損失及びその他の費用	4	404	(400)	-99.0%
特別連帯税	138	208	(70)	-33.7%
その他の費用	833	813	20	2.5%
資産計上された費用	(3,042)	(3,385)	343	10.1%
合計	**55,358**	**72,344**	**(16,986)**	**-23.5%**

費用は16,986百万ユーロ減少（-23.5%）したが、これは主にエネルギーコモディティの平均価格の全体的な低下によるものであり、供給量の減少にも関連している。より具体的には、かかる減少は、現物決済を伴う契約を含む電力購入費用（4,765百万ユーロ、-19.3%）並びに発電及び取引のための燃料費用（11,223百万ユーロ）に影響を及ぼした。

環境認証費用は1,154百万ユーロ減少したが、これは主に従来型発電の減少及び環境認証の価格低下によるものであった。

これらの減少は、料金規制当局が発行した特定の規定の適用に関連して、主にイタリア及びスペインにおける送配電費用の増加によるサービス、リース及びレンタル費用の増加（2023年と比較して1,237百万ユーロ）により一部のみ相殺された。

コモディティ契約から生じた純損益

2024年12月31日に終了した期間に主にヘッジ目的で取得した**コモディティ契約から生じた純損失**は、主にコモディティ価格の動向を反映して3,443百万ユーロ改善した。

通常売上総利益／（損失）

以下の表は、事業ライン別の売上総利益／（損失）を示している。

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
火力発電及び取引	3,245	3,594	(349)	-9.7%
エネル・グリーン・パワー	7,268	5,568	1,700	30.5%
エネル・グリッド	7,872	7,851	21	0.3%
エンドユーザー市場	4,672	5,275	(603)	-11.4%
ホールディング及びサービス	(256)	(319)	63	19.7%
合計	**22,801**	**21,969**	**832**	**3.8%**

通常売上総利益は、2023年及び2024年の資産の売却（主にルーマニアの配電資産、ギリシャの再生可能エネルギー発電資産並びにペルーの発電及び配電資産の売却）に関連した連結範囲の変更による異なる影響にもかかわらず、2023年と比較して832百万ユーロ増加（+3.8%）した。

連結範囲の変更を除くと、通常売上総利益は2,517百万ユーロとなった。

2024年の通常売上総利益の増加は、主に統合事業の損益が2023年と比較して748百万ユーロ増加したことを反映している。

統合事業

エネルは、当グループが幅広い存在感を有し、発電した電力を供給する顧客基盤を有する中核国（すなわち、イタリア、スペイン、米国、ブラジル、チリ及びコロンビア）において、**統合的な戦略**を追求することを選択した。

この統合的な戦略は、**消費の電化**に関連する供給量の拡大に加え、特に我々の発電ミックスにおける再生可能エネルギーの増加に関連した**調達コスト（すなわち、コモディティを生産及び／又は調達するコスト）**の段階的な削減に依拠することにより、電力販売に係る利益を最大化し、その結果当グループ、顧客及び全てのステークホルダー全体にとって利益となることを目指している。

したがって、この戦略の対象となる統合事業に係る通常売上総利益（以下「統合事業利益」という。）は、電力バリューチェーンの統合によるものであり、発電（すなわち、エネル・グリーン・パワー、火力発電及び取引）並びに電力及びサービス販売（エンドユーザー市場）の業績を含んでいる。

詳述すると、本統合事業に含まれる主な事業は、以下のとおりである。

１．電力―自由市場は、以下で構成される。
・統合的なエネルギー事業：自由市場における電力事業並びに再生可能エネルギー及び火力による発電事業を含む。
・エネルＸ：顧客に提供する全てのサービスを含む。
・モビリティ：電気モビリティ・ソリューションのイノベーション、開発及び商業化活動を含む。

２．電力―規制市場とは、規制された発電業務（容量市場、重要な発電所、再生可能エネルギーに対して受領するインセンティブ等）及び規制市場におけるエネルギーの商業化をいう。

３．ガスには、天然ガスの小売及び卸売の商業化が含まれる。

４．取引及びサービスには、ポートフォリオの最適化及び発電調整サービスが含まれる。

これらは統合事業利益に含まれる事業であり、前述のとおり以下で構成される。

・火力発電及び取引
・エネル・グリーン・パワー
・エンドユーザー市場（小売、エネルＸ及びエネルＸ・ウェイを含む。）

前へ　次へ

以下の表は、事業ライン別及び地域別の統合事業利益を示している。

(単位：百万ユーロ)

	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エンドユーザー市場			合計		
	2024年	2023年	増減	**2024年**	2023年	増減	**2024年**	2023年	増減	**2024年**	2023年	増減
イタリア	1,732	2,718	(986)	2,266	555	1,711	3,159	4,039	(880)	7,157	7,312	(155)
イベリア半島	1,491	739	752	999	826	173	1,034	780	254	3,524	2,345	1,179
世界の他の地域	19	113	(94)	4,018	4,213	(195)	474	460	14	4,511	4,786	(275)
その他	3	24	(21)	(15)	(26)	11	5	(4)	9	(7)	(6)	(1)
統合事業利益	**3,245**	**3,594**	**(349)**	**7,268**	**5,568**	**1,700**	**4,672**	**5,275**	**(603)**	**15,185**	**14,437**	**748**

2024年の統合事業利益は15,185百万ユーロとなり、2023年の14,437百万ユーロから748百万ユーロ増加した。かかる増加は主に、特に水力及び太陽光の資源の利用可能性が高まったことにより恩恵を受けた再生可能エネルギー発電の業績、並びに米国、イタリア及びスペインの新規設備容量の寄与によるものであった。これらのプラスの結果は、予想される価格の正常化を反映した発電量の減少及びエンドユーザー市場の業績の低下に起因した従来型の発電による利益の減少によって一部のみ相殺された。

連結範囲の変更の影響を除くと、統合事業利益は1,877百万ユーロ増加した。

前へ　次へ

エネル・グリッド

エネル・グリッドの通常売上総利益は、前年と同水準である（21百万ユーロ増加、+0.3%）。２期間における連結範囲の変更の異なる影響を除くと、エネル・グリッドの通常売上総利益は、主にスペインにおける料金調整及びサービス品質インセンティブを反映して575百万ユーロ増加した。

売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常売上総利益／（損失）	**3,245**	**7,268**	**7,872**	**4,672**	**(256)**	**22,801**
買収・合併による臨時利益／（損失）	44	65	2,160	103	(14)	**2,358**
エネルギー移行及びデジタル化	(121)	(41)	58	(51)	(103)	**(258)**
特別連帯税	-	-	-	-	(138)	**(138)**
機能通貨の変更（チリ）	-	(607)	-	-	-	**(607)**
減損損失	-	(58)	(10)	(22)	-	**(90)**
売上総利益／（損失）	**3,168**	**6,627**	**10,080**	**4,702**	**(511)**	**24,066**

（単位：百万ユーロ）

	2023年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常売上総利益／（損失）	**3,594**	**5,568**	**7,851**	**5,275**	**(319)**	**21,969**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(349)	181	(23)	-	-	(191)
特別連帯税	-	-	-	-	(208)	(208)
エネルギー移行及びデジタル化	(178)	(6)	(43)	(58)	(81)	(366)
減損損失	-	(60)	-	-	-	(60)
非継続事業からの通常利益／（損失）	-	(505)	(324)	(59)	(1)	(889)
売上総利益／（損失）	**3,067**	**5,178**	**7,461**	**5,158**	**(609)**	**20,255**

2024年の**売上総利益**は24,066百万ユーロとなり、前年と比較して3,811百万ユーロ増加した。とりわけ、この変動は基本的に２年間の、通常売上総利益に関して言及された影響及び臨時項目からの異なる寄与を反映している。より具体的には、臨時効果の最も大きな変動には、資産の売却並びに2025年１月１日からエネル・ジェネラシオン・チリ及びエネル・チリが機能通貨をチリペソから米ドルに変更したことに伴う、ヘッジ取引のための資本準備金の戻入によるものが含まれる。2024年の売却による収益には、ペルーにおける発電資産及び配電資産の売却（1,347百万ユーロ）並びにミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電事業の売却（989百万ユーロ）による収益が含まれている。2023年の臨時効果は191百万ユーロのマイナスとなり、これは主にアルゼンチンの火力発電事業の売却（363百万ユーロの費用）を反映しているが、チリの多数の再生可能エネルギー発電所の売却（195百万ユーロの利益）により一部のみ相殺された。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
火力発電及び取引	2,397	2,812	(415)	-14.8%
エネル・グリーン・パワー	5,534	3,815	1,719	45.1%
エネル・グリッド	4,787	4,743	44	0.9%
エンドユーザー市場	2,555	3,241	(686)	-21.2%
ホールディング及びサービス	(512)	(569)	57	10.0%
合計	**14,761**	**14,042**	**719**	**5.1%**

2024年の**通常営業利益**は、年度中に特にイタリア及びスペインでの配電の分野で認識された減価償却費及び償却費の増加並びに同じ地域で前年と比較して認識された売掛金の減損損失の増加を考慮し、通常営業総利益について上記のとおり述べられた要因の結果として719百万ユーロ増加した。

営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**2,397**	**5,534**	**4,787**	**2,555**	**(512)**	**14,761**
買収・合併による臨時利益／（損失）	44	65	2,160	103	(14)	2,358
エネルギー移行及びデジタル化	(121)	(41)	58	(51)	(103)	(258)
特別連帯税	-	-	-	-	(138)	(138)
機能通貨の変更	-	(607)	-	-	-	(607)
減損損失	-	(437)	(10)	(175)	-	(622)
営業利益／（損失）	**2,320**	**4,514**	**6,995**	**2,432**	**(767)**	**15,494**

（単位：百万ユーロ）

	2023年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**2,812**	**3,815**	**4,743**	**3,241**	**(569)**	**14,042**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(349)	147	(23)	-	-	(225)
特別連帯税	-	-	-	-	(208)	(208)
エネルギー移行及びデジタル化	(192)	(6)	(43)	(58)	(81)	(380)
減損損失	(91)	(1,465)	-	(126)	-	(1,682)
非継続事業からの通常利益／（損失）	-	(449)	(251)	(15)	-	(715)
営業利益／（損失）	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**

営業利益は、前年と比べて4,662百万ユーロ増加した。この変動は、上記のとおり述べられた売上総利益に関する要因及び2023年と比較して減価償却費、償却費及び減損が減少したことを反映していた。

2024年中、純減損損失は622百万ユーロとなり、うち288百万ユーロは再生可能エネルギープロジェクト（パイプライン）に関するもの、81百万ユーロは風力発電所及び太陽光発電所に関するもの、131百万ユーロは貯蔵及びeモビリティ活動に関するものであり、マクロ経済及び市場のシナリオの進展並びに投資配分及び合理化戦略により、経営陣はその価値を完全には回収できないと判断した。

2023年の減損損失は1,682百万ユーロとなったが、これは主に、減損テストを受けた米国の多くの風力発電所及び太陽光発電所、（売却目的保有の純資産に再分類された）コロンビアのウィンドペシ風力発電プロジェクト並びに多くのエネルX及びエネルX・ウェイの活動に関するものであった。

グループ通常利益／（損失）

2024年の**グループ通常利益**は、2023年の6,508百万ユーロと比べて627百万ユーロ増加（+9.6%）して7,135百万ユーロとなった。かかる増加は、主に上述のとおり、通常の営業活動の好調な推移に加え、負債の減少及び金利の低下を反映した純金融費用の減少に起因しており、税控除前利益の改善による税金の増加により一部のみ相殺された。

グループ利益／（損失）

2024年の**グループ利益**は、2023年と比較して3,578百万ユーロ増加し、7,016百万ユーロとなった（2023年は3,438百万ユーロ）。これは、通常の事業活動の好調な推移、処分による利益の増加及び前年と比較した減損損失の減少を反映したものであった。以下の表は、グループ利益とグループ通常利益との調整を示しており、臨時項目と、関連する税効果及び非支配持分控除後の業績に対するそれらの個別の影響を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年
グループ通常利益	**7,135**	**6,508**
買収・合併による臨時利益／（損失）	1,425	(278)
特別連帯税	(96)	(149)
エネルギー移行及びデジタル化	(184)	(259)
機能通貨の変更（チリ）	(281)	-
減損損失	(457)	(1,216)
スロベンスケ・エレクトラーネにおける投資の売却に関連する一部の資産の簿価引下げ	(526)	(209)
非継続事業による臨時利益／（損失）	-	(959)
グループ利益	**7,016**	**3,438**

当グループの財務状態及び財務構造の分析

純投下資本及び資金

(単位：百万ユーロ)

	2024年12月31日	2023年12月31日	増減	
純固定資産				
－有形固定資産及び無形固定資産	110,451	106,953	3,498	3.3%
－のれん	12,850	13,042	(192)	-1.5%
－持分法適用投資	1,456	1,650	(194)	-11.8%
－その他の純固定資産／（負債）	(2,631)	(3,363)	732	21.8%
純固定資産合計	**122,126**	**118,282**	**3,844**	**3.2%**
純運転資本				
－売掛金	15,941	17,773	(1,832)	-10.3%
－棚卸資産	3,643	4,290	(647)	-15.1%
－機関市場事業者からの純売掛金	(4,378)	(4,317)	(61)	-1.4%
－その他の純流動資産／（負債）	(10,592)	(9,907)	(685)	-6.9%
－買掛金	(13,693)	(15,821)	2,128	13.5%
純運転資本合計	**(9,079)**	**(7,982)**	**(1,097)**	**-13.7%**
総投下資本	**113,047**	**110,300**	**2,747**	**2.5%**
引当金				
－従業員給付	(1,614)	(2,320)	706	30.4%
－リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	(6,760)	(6,311)	(449)	-7.1%
引当金合計	**(8,374)**	**(8,631)**	**257**	**3.0%**
売却目的保有の純資産	265	3,603	(3,338)	-92.6%
純投下資本	**104,938**	**105,272**	**(334)**	**-0.3%**
株式合計	**49,171**	**45,109**	**4,062**	**9.0%**
純金融負債	**55,767**	**60,163**	**(4,396)**	**-7.3%**

純投下資本は、2024年12月31日現在で104,938百万ユーロ（2023年12月31日現在は105,272百万ユーロ）となり、親会社株主に帰属する資本及び非支配持分49,171百万ユーロ、並びに純金融負債55,767百万ユーロによりまかなわれた。2024年12月31日現在の負債資本比率は1.13（2023年12月31日現在は1.33）であった。

純投下資本のわずかな減少は、主に以下によるものである。

・主に2024年第２四半期におけるペルーの発電事業及び配電事業の売却に起因する**売却目的保有の純資産**の減少

・2023年12月31日現在と比較した**純運転資本**の1,097百万ユーロの減少。これは主に、販売収益の減少に関連した売掛金の減少、棚卸資産並びにその他の純資産及び負債の減少（後者は主に税金資産及び税金負債の変動純額を反映している。）、米国でのタックス・パートナーシップによる負債の増加、並びに顧客契約による負債及び公的機関から受領した助成金に係る支払額の増加を反映している。これらのマイナスの影響は、買掛金の減少により一部のみ相殺された。

・主に有形固定資産及び無形固定資産の3,498百万ユーロの増加に起因する**純固定資産**の減少。より具体的には、後者の増加は、これらの資産に関し受領した助成金（602百万ユーロ）を含む当年度中の資本支出（9,977百万ユーロ）、資本計上された持分（245百万ユーロ）、新たな使用権資産（438百万ユーロ）及びアルゼンチンにおける保有資産のハイパーインフレーションに関連する減損損失の影響（1,357百万ユーロ）を反映していた。これらの影響は、当年度中に認識された減価償却費及び償却費（6,637百万ユーロ）、為替レートの不利な推移（1,189百万ユーロ）、並びに主に多数の再生可能エネルギープロジェクト（223百万ユーロ）、エネルＸの事業を支援する一部のソフトウェア及び開発プラットフォーム（62百万ユーロ）並びに主に米国及びイタリアにおけるeモビリティ事業の資産に係る減損損失（56百万ユーロ）に関連した合計461百万ユーロの減損損失の影響により一部のみ相殺された。

その他の純固定資産／（負債）の732百万ユーロの増加は、主にタックス・パートナーシップに係る長期負債の減少に起因している。

純金融負債

エネル・グループの純金融負債及び当年度中の変動は以下の表のとおりである。

（単位：百万ユーロ）

	2024年12月31日	2023年12月31日	増減	
長期負債				
－銀行借入	14,755	14,500	255	1.8%
－社債	42,282	43,579	(1,297)	-3.0%
－その他の借入(1)	3,027	3,014	13	0.4%
長期負債	*60,064*	*61,093*	*(1,029)*	*-1.7%*
長期金融資産及び有価証券	(2,676)	(3,837)	1,161	30.3%
純長期負債	**57,388**	**57,256**	**132**	**0.2%**
短期負債				
銀行借入				
－長期銀行借入の流動部分	1,742	1,992	(250)	-12.6%
－その他の短期銀行借入	344	393	(49)	-12.5%
短期銀行借入	*2,086*	*2,385*	*(299)*	-12.5%
社債（流動部分）	5,318	6,763	(1,445)	-21.4%
その他の借入（流動部分）	379	331	48	14.5%
コマーシャル・ペーパー	2,406	2,499	(93)	-3.7%
デリバティブ取引に係る現金担保及びその他の資金調達	732	1,383	(651)	-47.1%
その他の短期金融借入(2)	177	495	(318)	-64.2%
その他の短期負債	*9,012*	*11,471*	*(2,459)*	*-21.4%*
長期貸出資産（短期部分）	(2,174)	(1,007)	(1,167)	-
貸出資産－*現金担保*	(1,982)	(2,899)	917	31.6%
その他の短期金融資産	(374)	(161)	(213)	-
現金及び現金同等物並びに短期有価証券	(8,189)	(6,882)	(1,307)	-19.0%
現金及び現金同等物並びに短期金融資産	*(12,719)*	*(10,949)*	*(1,770)*	*-16.2%*
純短期負債	**(1,621)**	**2,907**	**(4,528)**	**-**
純金融負債	**55,767**	**60,163**	**(4,396)**	**-7.3%**
売却目的保有資産の純金融負債	**61**	**888**	**(827)**	**-93.1%**

(1) 財政状態計算書の「その他の非流動金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の非流動金融借入金」の項目を含む。
(2) 財政状態計算書の「その他の流動金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の流動金融借入金」の項目を含む。

純金融負債は、2024年12月31日現在で55,767百万ユーロ（売却目的保有として分類された資産に関する合計61百万ユーロの純金融負債を含まない。）となり、2023年12月31日現在の60,163百万ユーロ（売却目的保有として分類された資産に関する888百万ユーロの純金融負債を含まない。）から4,396百万ユーロ減少した。より具体的には、営業活動によるキャッシュ・フロー（13,223百万ユーロ）、永久ハイブリッド債の発行の影響（買戻しを控除した592百万ユーロ）及び2024年中に完了した売却取引の影響（7,664百万ユーロ）は、投資活動に使用されたキャッシュ・フロー（受領した助成金1,135百万ユーロを控除した9,875百万ユーロ）、配当金の支払（5,372百万ユーロ、246百万ユーロの永久ハイブリッド債保有者に支払われるクーポンを含む。）及び負債に係る為替レートの推移のマイナスの影響により一部のみ相殺された。

総金融負債は2024年12月31日現在71,162百万ユーロとなり、2023年と比較して3,787百万ユーロ減少した。

総金融負債

(単位：百万ユーロ)

	2024年12月31日			2023年12月31日		
	総長期負債	総短期負債	総負債	総長期負債	総短期負債	総負債
総金融負債	67,503	3,659	71,162	70,179	4,770	74,949
－持続可能な資金調達	*45,650*	*2,549*	*48,199*	*45,147*	*2,663*	*47,810*
持続可能な資金調達／総負債合計（%）			68%			64%

より具体的には、**総長期金融負債**（短期部分を含む。）は67,503百万ユーロ（持続可能な資金調達45,650百万ユーロ（68%）を含む。）となり、内訳は以下のとおりである。

・社債は47,600百万ユーロ（そのうち持続可能な社債に関しては30,760百万ユーロ）であり、当年度中の償還が為替差損及び以下の新規発行を相殺しても余りあるものであった結果、2023年12月31日から2,742百万ユーロ減少した。
　－2024年１月にエネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した合計1,750百万ユーロのマルチトランシェ持続可能性連動債
　－2024年６月にエネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した合計2,000百万ドル（2024年12月31日現在で1,931百万ユーロ相当）のマルチトランシェ持続可能性連動債
・銀行借入は16,497百万ユーロ（そのうち持続可能性に連動した資金調達に関しては14,890百万ユーロ）で、2023年と比較して５百万ユーロ増加した。
・その他の借入は3,406百万ユーロで、2023年と比較して61百万ユーロ増加した。

総短期金融負債は、2023年12月31日と比較して1,111百万ユーロ減少し、3,659百万ユーロとなった。その内訳は、全て持続可能な目標に関連するコマーシャル・ペーパー2,406百万ユーロ、現金担保732百万ユーロ、その他短期金融負債177百万ユーロ及びその他の短期銀行借入344百万ユーロである。

現金及び現金同等物並びに短期金融資産及び長期金融資産は、2023年末と比較して609百万ユーロ増加し、合計15,395百万ユーロとなった。かかる増加は主に、現金及び現金同等物並びに短期有価証券の増加（1,307百万ユーロ）並びに短期金融債権の増加（213百万ユーロ）によるものであり、現金担保金融債権の減少（917百万ユーロ）により相殺された。

エネルにおける持続可能性に連動した資金調達

エネルでは、サステナブル・ファイナンスは経済的及び財政的価値を生み出すための重要な手段であり、公的資金及び民間資金を調達し、その資金を持続可能な投資に振り分けることで、開発目標の達成を持続させることを可能にしている。

持続可能性連動債の新規発行は、行われた全ての持続可能な資金調達と併せて、2024年末時点で当グループの総負債に対する持続可能な資金調達源の比率を68%に達成することを可能にし、2027年には約75%に達することを目標としている。

サステナブル・ファイナンスの貢献により、エネルは、エネルギーミックスの脱炭素化を加速させ、初のグリーンボンドの発行年であり、SBTi認証の基準となった2017年の365g/kWhから2024年には101g/kWhへと直接排出量の強度を72.3%削減し、エネルのエネルギー移行へのコミットメントを確認し、当グループの戦略の環境及び財務の持続可能性に関する柱に沿ったものとした。

持続可能性に連動した資金調達

エネルがウェブサイト(2)で公表する持続可能性に連動した資金調達フレームワークに沿って、エネルは、事前に定められた持続可能性パフォーマンス目標（SPT）の達成に関連する金融商品を発行及び組成する。

エネルは、総額約32,000百万ユーロ相当の持続可能性連動債を発行し、2024年12月31日現在の発行残高は28,511百万ユーロである。持続可能性に連動した資金調達報告書についての詳細は、年次報告書の「持続可能性に連動した資金調達報告書」を参照のこと。

(2) エネル－持続可能性に連動した資金調達フレームワーク－2025年版

主要パフォーマンス指標及び持続可能性パフォーマンス目標（SPT）

主要パフォーマンス指標	実際	持続可能性パフォーマンス目標（SPT）					
	2024年	2024年	2025年	2026年	2027年	2030年	2040年
KPI #1(1) 発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	**101**	140	130	125	115	72	-
KPI #2 統合電力に関連するスコープ１及びスコープ３の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	**121**		135	135	125	73	-
KPI #3 ガス小売に関連するスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量（MtCO2eq）(2)	**14.3**		18.8	18	16.5	10.3	-
KPI #4 再生可能エネルギー設備容量の割合(%)	**69.90%**	69.00%	73.00%	74.00%	75.00%	80.00%	100.00%
KPI #5 EUタクソノミーに沿った資本支出の割合(%)	**83.80%**		>80% (2023-2025)(3)	>80% (2024-2026)(4)	>80% (2025-2027)(5)		

(1) このKPI #1は、従前は「温室効果ガス直接排出量（スコープ１）」とされていた。
(2) 2024年に末端顧客に対する天然ガスの販売量を熱量に応じてIPCC係数に合わせて再計算した。
(3) 2023年から2025年を累積観測期間とするSPT。
(4) 2024年から2026年を累積観測期間とするSPT。
(5) 2025年から2027年を累積観測期間とするSPT。

開発銀行及び輸出信用機関（ECA）からの資金調達

サステナブル・ファイナンスは、公的資金と民間資金との相乗効果に特徴づけられる。これら２つの資金源を統合することにより、特に開発途上国及び新興市場において、大きな経済価値を生み出すことができる拡張性のあるソリューションの開発が可能となる。

エネルは、民間資金を持続可能な開発に振り向けることを目的とした取引を通じて、開発銀行及び輸出信用機関（ECAs）との間で総額約10,000百万ユーロの新たな形態の資金調達を確保しており、そのうち約50%が持続可能性に関連している。より具体的には、2024年に当グループは、総額約1,000百万ユーロのこの種の融資を締結した。主な取引には、輸出信用機関によるエネル・チリに対する総額286百万ドルの一般企業目的及び持続可能性に連動した資金調達がある。

グリーン・ファイナンス

2017年から2019年の期間において、エネル・グループは、想定元本総額3,500百万ユーロのグリーンボンドを発行しており、2024年12月31日現在の発行残高は2,249百万ユーロである。グリーンボンド報告書についての詳細は、年次報告書の「2024年グリーンボンド報告書」を参照のこと。

キャッシュ・フロー

詳細については、連結財務書類の注記44を参照のこと。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
火力発電及び取引	673	761	(88)	-11.6%
エネル・グリーン・パワー	3,133	5,345	(2,212)	-41.4%
エネル・グリッド	5,868	5,280	588	11.1%
エンドユーザー市場	971	1,138	(167)	-14.7%
ホールディング及びサービス	176	190	(14)	-7.4%
合計(1)	**10,821**	**12,714**	**(1,893)**	**-14.9%**

(1) この数値は、売却目的保有として分類されたユニットに関する189百万ユーロ（2023年は849百万ユーロ）を含まない。

二酸化炭素排出削減に関するパリ協定に沿って、当グループの投資は、当グループの戦略計画の前提に沿って特に送電網（資本支出全体の54%にあたる5,868百万ユーロ）及び再生可能エネルギー（資本支出全体の29%にあたる3,133百万ユーロ）に焦点を当てていた。

効率的かつ回復力があるデジタル・ネットワークを通じてサービスの信頼性及び品質を確保することを目的とした送電網への資本支出は、主にイタリア（446百万ユーロ）、アルゼンチン（76百万ユーロ）、ブラジル（54百万ユーロ）、コロンビア（32百万ユーロ）及びスペイン（16百万ユーロ）において588百万ユーロ増加した。

再生可能エネルギーの減少は、主に投資の再配分及び合理化によるものであり、特に多くのBESSプロジェクトの完了を受けたイタリア（709百万ユーロ）、ブラジル（536百万ユーロ）、スペイン（359百万ユーロ）、チリ（253百万ユーロ）、北米（185百万ユーロ）及びコロンビア（134百万ユーロ）に関するものであった。

エンドユーザー市場事業ラインにおける資本支出は、167百万ユーロ減少したが、これは主にイタリア、ブラジル及び北米におけるエネルＸ事業に関するものであり、顧客管理業務プロセスのデジタル化によるイタリア及びスペインのリテール事業における資本支出の増加により一部のみ相殺された。

火力発電及び取引における資本支出は、特にイタリアで88百万ユーロ減少した。

第１セグメント（事業ライン）及び第２セグメント（地理的領域）別の業績

本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検証対象の２期間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業ライン別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１セグメント：事業ライン
・第２セグメント：地理的領域

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は第一に各事業ラインに関して測定及び評価されて、その後に地理的領域別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

この点に関して、組織の簡素化プロセスに伴い、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及び中米、米国及びカナダ、メキシコ、世界の他の地域－その他の国からなる「世界の他の地域」に関連する責任の範囲及びそれに伴う業績監視システムを考慮するため、第２セグメント（地理的領域）別の数値は修正再表示されていることに留意されたい。

これらの変更に伴い、2023年の数値は比較の目的においてのみ調整された。

当社の組織は、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、ホールディングス及びサービス）並びに地理的領域（イタリア、イベリア半島、世界の他の地域及び中央／ホールディング）を引き続き基盤としている。

2024年及び2023年の第１セグメント（事業ライン）別の業績

2024年の業績

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	**報告セグメント合計(1)**	消去及び調整	**合計**
第三者からの収益及びその他収入	10,355	8,940	20,449	39,215	(12)	78,947	-	78,947
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	13,921	3,277	2,787	2,646	1,958	24,589	(24,589)	-
収益合計	**24,276**	**12,217**	**23,236**	**41,861**	**1,946**	**103,536**	**(24,589)**	**78,947**
コモディティ契約から生じた純損益	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
売上総利益／（損失）	**3,168**	**6,627**	**10,080**	**4,702**	**(511)**	**24,066**	**-**	**24,066**
減価償却費、償却費及び減損損失	848	2,113	3,085	2,270	256	8,572	-	8,572
営業利益／（損失）	**2,320**	**4,514**	**6,995**	**2,432**	**(767)**	**15,494**	**-**	**15,494**
資本支出	**673(2)**	**3,133(3)**	**5,868(4)**	**971(5)**	**176**	**10,821**	**-**	**10,821**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方を含んでいる。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された13百万ユーロを含まない。
(3)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された100百万ユーロ（このうち91百万ユーロは、IFRS第５号に従った以前の分類の決定条件が適用されなくなったため、2024年６月以降「使用保有目的」の資産及び負債として再分類されている、2024年の最初の５ヶ月間に３SUN社が行った投資である。）を含まない。
(4)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された62百万ユーロを含まない。
(5)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。

2023年の業績

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	**報告セグメント合計(1)**	消去及び調整	**合計**
第三者からの収益及びその他収入	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
コモディティ契約から生じた純損益	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
売上総利益／（損失）	**3,067**	**5,178**	**7,461**	**5,158**	**(609)**	**20,255**	**-**	**20,255**
減価償却費、償却費及び減損損失	887	3,136	3,035	2,116	249	9,423	-	9,423
営業利益／（損失）	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**	**-**	**10,832**
資本支出	**761(2)**	**5,345(3)**	**5,280(4)**	**1,138(5)**	**190(6)**	**12,714**	**-**	**12,714**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方を含んでいる。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。
(3)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された565百万ユーロを含まない。
(4)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された233百万ユーロを含まない。
(5)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された34百万ユーロを含まない。
(6)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された３百万ユーロを含まない。

前へ　　次へ

以下の表では、検討対象の２期間の事業ライン及び地理的領域について、通常売上総利益が示されている。
なお、通常売上総利益は、臨時項目を除いている。売上総利益との調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

通常売上総利益

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エネル・グリッド			エンドユーザー市場			ホールディング及びサービス			合計		
	2024	2023	増減	**2024**	2023	増減	**2024**	2023	増減	**2024**	2023	増減	**2024**	2023	増減	**2024**	2023	増減
イタリア	**1,732**	**2,718**	**(986)**	**2,266**	**555**	**1,711**	**4,023**	**3,589**	**434**	**3,159**	**4,039**	**(880)**	**61**	**56**	**5**	**11,241**	**10,957**	**284**
イベリア半島	**1,491**	**739**	**752**	**999**	**826**	**173**	**1,820**	**1,668**	**152**	**1,034**	**780**	**254**	**(5)**	**39**	**(44)**	**5,339**	**4,052**	**1,287**
世界の他の地域	**19**	**113**	**(94)**	**4,018**	**4,213**	**(195)**	**2,030**	**2,598**	**(568)**	**474**	**460**	**14**	**(115)**	**(132)**	**17**	**6,426**	**7,252**	**(826)**
アルゼンチン	-	5	(5)	18	19	(1)	(1)	(54)	53	30	5	25	(1)	(5)	4	46	(30)	76
ブラジル	1	(16)	17	579	549	30	1,308	1,496	(188)	207	220	(13)	(34)	(37)	3	2,061	2,212	(151)
チリ	(41)	50	(91)	1,269	983	286	63	102	(39)	81	75	6	(78)	(89)	11	1,294	1,121	173
コロンビア及び中米	(16)	(26)	10	685	848	(163)	565	517	48	152	79	73	-	-	-	1,386	1,418	(32)
コロンビア	*(14)*	*(23)*	*9*	*522*	*743*	*(221)*	*565*	*517*	*48*	*152*	*79*	*73*	-	-	-	*1,225*	*1,316*	*(91)*
コスタリカ	-	-	-	*14*	-	*14*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*14*	-	*14*
グアテマラ	*(1)*	*(2)*	*1*	*36*	*35*	*1*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*35*	*33*	*2*
パナマ	*(1)*	*(1)*	-	*113*	*70*	*43*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*112*	*69*	*43*
米国及びカナダ	(9)	(60)	51	1,205	749	456	-	-	-	(31)	(15)	(16)	(1)	(2)	1	1,164	672	492
メキシコ	5	3	2	92	40	52	-	-	-	7	4	3	-	-	-	104	47	57
世界の他の地域－その他の国	79	157	(78)	170	1,025	(855)	95	537	(442)	28	92	(64)	(1)	1	(2)	371	1,812	(1,441)
ペルー	*79*	*153*	*(74)*	*96*	*224*	*(128)*	*95*	*223*	*(128)*	*22*	*45*	*(23)*	*(1)*	*(1)*	-	*291*	*644*	*(353)*
ヨーロッパ及びアフリカ	-	*4*	*(4)*	*72*	*691*	*(619)*	-	*314*	*(314)*	*1*	*50*	*(49)*	-	*2*	*(2)*	*73*	*1,061*	*(988)*
アジア及びオセアニア	-	-	-	*2*	*110*	*(108)*	-	-	-	*5*	*(3)*	*8*	-	-	-	*7*	*107*	*(100)*
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	**3**	**24**	**(21)**	**(15)**	**(26)**	**11**	**(1)**	**(4)**	**3**	**5**	**(4)**	**9**	**(197)**	**(282)**	**85**	**(205)**	**(292)**	**87**
合計	**3,245**	**3,594**	**(349)**	**7,268**	**5,568**	**1,700**	**7,872**	**7,851**	**21**	**4,672**	**5,275**	**(603)**	**(256)**	**(319)**	**63**	**22,801**	**21,969**	**832**

前へ　　次へ

火力発電及び取引

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2024年	2023年	**増減**	
石炭火力発電	2,377	10,755	(8,378)	-77.9%
燃料油及びターボガス発電	5,606	8,021	(2,415)	-30.1%
複合サイクル発電	26,410	36,705	(10,295)	-28.0%
原子力発電	24,152	24,865	(713)	-2.9%
純発電量合計	**58,545**	**80,346**	**(21,801)**	**-27.1%**
－イタリア	*9,441*	*20,503*	*(11,062)*	*-54.0%*
－イベリア半島	*41,988*	*46,052*	*(4,064)*	*-8.8%*
－世界の他の地域	*7,116*	*13,791*	*(6,675)*	*-48.4%*
－アルゼンチン	*-*	*1,710*	*(1,710)*	*-*
－チリ	*4,900*	*6,198*	*(1,298)*	*-20.9%*
－コロンビア及び中米	*962*	*709*	*253*	*35.7%*
－その他の国	*1,254*	*5,174*	*(3,920)*	*-75.8%*

2024年、火力発電は、2023年と比較して21,801百万kWh減少した。石炭火力発電の8,378百万kWhの減少は、主にイタリアに起因するもので、これは、ガス消費量を削減するためにイタリア政府が導入した予防措置の適用のために、2023年の最初の数ヶ月間においてこの技術に頼っていたためである。複合サイクル発電並びに燃料油及びターボガス発電の減少（それぞれ10,295百万kWh及び2,415百万kWh）は、2023年上半期におけるアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ（1,069百万kWh）及びセントラル・ドック・スード（640百万kWh）の売却、並びに2024年第２四半期に売却されたエネル・ジェネラシオン・ペルーの異なる連結期間に起因する3,614百万kWhの発電量の減少によるものである。これらの技術の利用は、イタリア（-3,055百万kWh）、イベリア半島（-2,662百万kWh）及びチリ（-1,298百万kWh）においても減少した。

純有効発電設備容量

(単位：MW)

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**	
石炭火力発電	4,627	4,627	-	-
燃料油及びターボガス発電	4,766	5,942	(1,176)	-19.8%
複合サイクル発電	11,622	11,983	(361)	-3.0%
原子力発電	3,328	3,328	-	-
合計	**24,343**	**25,880**	**(1,537)**	**-5.9%**
－イタリア	*10,501*	*11,145*	*(644)*	*-5.8%*
－イベリア半島	*11,318*	*11,347*	*(29)*	*-0.3%*
－世界の他の地域	*2,524*	*3,388*	*(864)*	*-25.5%*
－チリ	*1,979*	*1,978*	*1*	*0.1%*
－コロンビア及び中米	*226*	*226*	*-*	*-*
－その他の国	*319*	*1,184*	*(865)*	*-73.1%*

2024年12月31日時点の火力発電所の純有効発電容量は24,343MWであり、1,537MWの減少となった。かかる減少は主に、エネル・プロデュツィオーネによるフシーナ、テルミニ・イメレーゼ、ポルト・エンペードクレ、ポルト・フェッライオ及びモンタルト・ディ・カストロ発電所のユニットの廃止、並びにラテンアメリカにおけるエネル・ジェネラシオン・ペルーの売却に起因する。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
収益	24,276	40,190	(15,914)	-39.6%
売上総利益／（損失）	3,168	3,067	101	3.3%
通常売上総利益／（損失）	3,245	3,594	(349)	-9.7%
営業利益／（損失）	2,320	2,180	140	6.4%
通常営業利益／（損失）	2,397	2,812	(415)	-14.8%
資本支出	673 (1)	761 (2)	(88)	-11.6%

(1)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された13百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。

以下の表は、2024年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**13,775**	**26,178**	**(12,403)**	**-47.4%**
イベリア半島	**7,977**	**11,348**	**(3,371)**	**-29.7%**
世界の他の地域	**2,497**	**2,809**	**(312)**	**-11.1%**
アルゼンチン	1	7	(6)	-85.7%
ブラジル	796	656	140	21.3%
チリ	990	1,335	(345)	-25.8%
コロンビア及び中米	353	317	36	11.4%
－コロンビア	*353*	*317*	*36*	*11.4%*
米国及びカナダ	65	158	(93)	-58.9%
メキシコ	128	103	25	24.3%
世界の他の地域－その他の国	164	233	(69)	-29.6%
－ペルー	*164*	*233*	*(69)*	*-29.6%*
その他	**76**	**82**	**(6)**	**-7.3%**
消去及び調整	**(49)**	**(227)**	**178**	**78.4%**
合計	**24,276**	**40,190**	**(15,914)**	**-39.6%**

2024年の**収益**は24,276百万ユーロであり、2023年から15,914百万ユーロの減少であった。この減少は、主に電力のコモディティ価格の低下並びに火力発電及びガス取扱量の減少に起因する。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	**増減**	
イタリア	**1,732**	**2,718**	**(986)**	**-36.3%**
イベリア半島	**1,491**	**739**	**752**	**-**
世界の他の地域	**19**	**113**	**(94)**	**-83.2%**
アルゼンチン	-	5	(5)	-
ブラジル	1	(16)	17	-
チリ	(41)	50	(91)	-
コロンビア及び中米	(16)	(26)	10	38.5%
－コロンビア	*(14)*	*(23)*	*9*	*39.1%*
－グアテマラ	*(1)*	*(2)*	*1*	*50.0%*
－パナマ	*(1)*	*(1)*	-	-
米国及びカナダ	(9)	(60)	51	85.0%
メキシコ	5	3	2	66.7%
世界の他の地域－その他の国	79	157	(78)	-49.7%
－ペルー	*79*	*153*	*(74)*	*-48.4%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	*4*	*(4)*	-
その他	**3**	**24**	**(21)**	**-87.5%**
合計	**3,245**	**3,594**	**(349)**	**-9.7%**

通常売上総利益の349百万ユーロの減少は、主として平均価格の低下に伴う全ての地理的領域における火力発電の全般的な減少、及びエンデサのガス供給契約の価格改定に関する仲裁裁定に伴い、スペインにおいて第４四半期に515百万ユーロの費用を計上したことに起因する。この減少はまた、主としてアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ及びセントラル・ドック・スード並びにエネル・ジェネラシオン・ペルーの売却に伴う連結範囲の変更による約68百万ユーロの全体的な影響も反映している。

売上総利益は3,168百万ユーロ（2023年は3,067百万ユーロ）を計上し、2023年と比較して101百万ユーロの増加となった。この増加は特に、前述した事業動向及び連結範囲の変更、並びに臨時項目からのそれぞれの寄与を反映している。臨時項目からの寄与については、2023年のマイナス527百万ユーロから、2024年にはマイナス77百万ユーロとなった。より具体的には、2024年の臨時項目にはペルーの発電資産の売却による利益（44百万ユーロ）並びにイタリアにおける法律第92/2012号第4条基づく引当金及びスペインにおける*アクエルド・ヴォルンタリオ・デ・サリーダ*（AVS）計画の調整に関連するエネルギー移行に関連する費用（121百万ユーロ）が含まれる。2023年の主な臨時項目には、アルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ及びセントラル・ドック・スードの売却費用（349百万ユーロ）並びにエネルギー移行に関連する費用（178百万ユーロ）が含まれる。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**1,497**	**2,562**	**(1,065)**	**-41.6%**
イベリア半島	**942**	**217**	**725**	**-**
世界の他の地域	**(45)**	**10**	**(55)**	**-**
アルゼンチン	-	3	(3)	-
ブラジル	-	(16)	16	-
チリ	(62)	16	(78)	-
コロンビア及び中米	(37)	(49)	12	24.5%
－コロンビア	*(28)*	*(40)*	*12*	*30.0%*
－グアテマラ	*(1)*	*(1)*	-	-
－パナマ	*(8)*	*(8)*	-	-
米国及びカナダ	(14)	(71)	57	80.3%
メキシコ	5	1	4	-
世界の他の地域－その他の国	63	126	(63)	-50.0%
－ペルー	*63*	*122*	*(59)*	*-48.4%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	*4*	*(4)*	-
その他	**3**	**23**	**(20)**	**-87.0%**
合計	**2,397**	**2,812**	**(415)**	**-14.8%**

通常営業利益の減少は、通常売上総利益に関連して述べた要因を反映しており、減価償却費、償却費及び減損損失（合計66百万ユーロ）の前年度に比べた増加が関係している。

2024年における**営業利益**は2,320百万ユーロを計上し（2023年は2,180百万ユーロ）、売上総利益に関して上述した要因並びに減価償却費、償却費及び減損損失が前事業年度と比べて増加したことを考慮すると、140百万ユーロの増加となった。より具体的には、2023年にはスペインにおける特定のプロジェクトに関する91百万ユーロの減損損失が含まれていた。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2024年		2023年		増減	
イタリア	**269**		**394**		**(125)**	**-31.7%**
イベリア半島	**314**		**306**		**8**	**2.6%**
世界の他の地域	**90**		**61**		**29**	**47.5%**
ブラジル	-		1		(1)	-
チリ	76		39		37	94.9%
コロンビア及び中米	12		9		3	33.3%
メキシコ	1		3		(2)	-66.7%
米国及びカナダ	1		1		-	-
世界の他の地域－その他の国	-		8		(8)	-
合計	**673**	**(1)**	**761**	**(2)**	**(88)**	**-11.6%**

(1)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された13百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。

2024年の**資本支出**は88百万ユーロ減少し、これは主にエネルギー移行プロジェクトの一環としての発電所の転換を含んでいる。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2024年	2023年	**増減**	
水力発電	64,358	60,991	3,367	5.5%
地熱発電	5,500	6,001	(501)	-8.3%
風力発電	46,078	45,339	739	1.6%
太陽光発電	17,356	14,613	2,743	18.8%
その他の資源	36	42	(6)	-14.3%
純発電量合計	**133,328**	**126,986**	**6,342**	**5.0%**
－イタリア	*25,341*	*22,098*	*3,243*	*14.7%*
－イベリア半島	*17,792*	*14,212*	*3,580*	*25.2%*
－世界の他の地域	*90,195*	*90,676*	*(481)*	*-0.5%*
－アルゼンチン	*2,990*	*2,750*	*240*	*8.7%*
－ブラジル	*20,740*	*17,625*	*3,115*	*17.7%*
－チリ	*19,738*	*17,924*	*1,814*	*10.1%*
－コロンビア及び中米	*15,672*	*17,442*	*(1,770)*	*-10.1%*
－米国及びカナダ	*25,252*	*23,553*	*1,699*	*7.2%*
－メキシコ	*2,084*	*2,058*	*26*	*1.3%*
－その他の国	*3,719*	*9,324*	*(5,605)*	*-60.1%*

2024年の純発電量は、水力発電、太陽光発電及び風力発電の増加により、2023年と比べ増加した。

水力発電は、イタリア（+3,205百万kWh）、スペイン（+2,577百万kWh）、チリ（+1,481百万kWh）、ブラジル（+766百万kWh）及びアルゼンチン（+240百万kWh）における水の利用可能量の増加により急増したが、コロンビア及び中米（-2,594百万kWh）並びにペルー（-2,326百万kWh）における発電量の減少により、一部のみ相殺された。なお、後者は、2024年上半期における発電資産の売却に起因する。

太陽光発電は、主に米国（+1,333百万kWh）、スペイン（+1,021百万kWh）、コロンビア（+779百万kWh）、イタリア（+230百万kWh）及びブラジル（+190百万kWh）で増加したが、連結範囲の変更によるヨーロッパ、ペルー及びオーストラリアにおける発電量の減少（-912百万kWh）により一部のみ相殺された。

風力発電の最も大きな変化は、ブラジル（+2,159百万kWh）、米国（+560百万kWh）、チリ（+366百万kWh）、及びカナダ（+121百万kWh）でみられたが、イタリア（-116百万kWh）における発電量の減少並びに特定の企業の非連結化によるインド（-201百万kWh）、ヨーロッパ（-1,905百万kWh）及びペルー（-244百万kWh）における発電量の減少により一部のみ相殺された。

純有効発電設備容量

(単位：MW)

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
水力発電	27,697	28,340	(643)	-2.3%
地熱発電	860	931	(71)	-7.6%
風力発電	15,739	15,853	(114)	-0.7%
太陽光発電	12,306	10,407	1,899	18.2%
その他の資源	6	6	-	-
純有効発電設備容量合計	**56,608**	**55,537**	**1,071**	**1.9%**
－イタリア	*15,081*	*14,885*	*196*	*1.3%*
－イベリア半島	*10,131*	*9,899*	*232*	*2.3%*
－世界の他の地域	*31,396*	*30,753*	*643*	*2.1%*
－アルゼンチン	*1,328*	*1,329*	*(1)*	*-0.1%*
－ブラジル	*6,622*	*5,968*	*654*	*11.0%*
－チリ	*6,701*	*6,466*	*235*	*3.6%*
－コロンビア及び中米	*4,684*	*4,518*	*166*	*3.7%*
－米国及びカナダ	*10,164*	*9,171*	*993*	*10.8%*
－メキシコ	*1,164*	*1,164*	*-*	*-*
－その他の国	*733*	*2,137*	*(1,404)*	*-65.7%*

純有効発電設備容量の増加は、主に米国、ブラジル、イベリア半島及びイタリアにおける新たな太陽光発電所の建設によるもので、主として水力発電容量の減少（これは特に、ペルーにおける資産の売却並びに北米における風力発電所及び地熱発電所の売却を反映したものであった。）によって相殺された。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
収益	12,217	11,620	597	5.1%
売上総利益／（損失）	6,627	5,178	1,449	28.0%
通常売上総利益／（損失）	7,268	5,568	1,700	30.5%
営業利益／（損失）	4,514	2,042	2,472	-
通常営業利益／（損失）	5,534	3,815	1,719	45.1%
資本支出	3,133 (1)	5,345 (2)	(2,212)	-41.4%

(1)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された100百万ユーロ（このうち91百万ユーロは、IFRS第５号に従った以前の分類の決定条件が適用されなくなったため、2024年６月以降「使用保有目的」の資産及び負債として再分類されている、2024年の最初の５ヶ月間に３SUN社が行った投資である。）を含まない。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された565百万ユーロを含まない。

以下の表は、2024年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**4,104**	**3,248**	**856**	**26.4%**
イベリア半島	**1,420**	**1,217**	**203**	**16.7%**
世界の他の地域	**6,682**	**7,127**	**(445)**	**-6.2%**
アルゼンチン	45	28	17	60.7%
ブラジル	946	846	100	11.8%
チリ	1,852	2,570	(718)	-27.9%
コロンビア及び中米	1,496	1,407	89	6.3%
－コロンビア	*1,179*	*1,108*	*71*	*6.4%*
－コスタリカ	*20*	*17*	*3*	*17.6%*
－グアテマラ	*84*	*81*	*3*	*3.7%*
－パナマ	*213*	*201*	*12*	*6.0%*
米国及びカナダ	1,803	1,378	425	30.8%
メキシコ	242	234	8	3.4%
世界の他の地域－その他の国	298	674	(376)	-55.8%
－ペルー	*160*	*258*	*(98)*	*-38.0%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*124*	*268*	*(144)*	*-53.7%*
－アジア及びオセアニア	*14*	*148*	*(134)*	*-90.5%*
世界の他の地域の消去	-	(10)	10	-
その他	**261**	**299**	**(38)**	**-12.7%**
消去及び調整	**(250)**	**(271)**	**21**	**7.7%**
合計	**12,217**	**11,620**	**597**	**5.1%**

収益の増加は主に、イタリア、スペイン及びブラジルにおける発電量及び販売量の増加、並びに米国のタックス・パートナーシップ契約による収益の増加（+451百万ユーロ。これはエストニア及びスタンピードの新たな太陽光発電所に起因する。）によるものであり、前年度と比較して2024年の資産売却による収益が減少（393百万ユーロ）したことにより、一部のみ相殺された。2024年の収益にはとりわけ、ペルーの再生可能発電資産の売却による65百万ユーロが含まれる。2023年の収益には、チリの特定の発電所の売却（アルカディア・プロジェクトの195百万ユーロでの売却）、並びにスチュワードシップ・ビジネスモデルの下で行われた取引を背景としたオーストラリア（103百万ユーロ。うち24百万ユーロはキャピタル・ゲイン、79百万ユーロは公正価値での再測定によるもの）及びギリシャ（公正価値での再測定による160百万ユーロのみ）における純資産の処分による、合計458百万ユーロの収益が含まれていた。

通常売上総利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	**増減**	
イタリア	**2,266**	**555**	**1,711**	**-**
イベリア半島	**999**	**826**	**173**	**20.9%**
世界の他の地域	**4,018**	**4,213**	**(195)**	**-4.6%**
アルゼンチン	18	19	(1)	-5.3%
ブラジル	579	549	30	5.5%
チリ	1,269	983	286	29.1%
コロンビア及び中米	685	848	(163)	-19.2%
－コロンビア	*522*	*743*	*(221)*	*-29.7%*
－コスタリカ	*14*	-	*14*	-
－グアテマラ	*36*	*35*	*1*	*2.9%*
－パナマ	*113*	*70*	*43*	*61.4%*
米国及びカナダ	1,205	749	456	60.9%
メキシコ	92	40	52	-
世界の他の地域－その他の国	170	1,025	(855)	-83.4%
－ペルー	*96*	*224*	*(128)*	*-57.1%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*72*	*691*	*(619)*	*-89.6%*
－アジア及びオセアニア	*2*	*110*	*(108)*	*-98.2%*
その他	**(15)**	**(26)**	**11**	**42.3%**
合計	**7,268**	**5,568**	**1,700**	**30.5%**

2024年における**通常売上総利益**の増加は、主にイタリア（+1,711百万ユーロ）における再生可能エネルギー（特に水力発電及び太陽光発電）が増加したこと（+3.4TWh）、2023年のイタリアにおけるクローバックの認識（357百万ユーロ）、及び米国におけるタックス・パートナーシップ契約からの収益（+451百万ユーロ）に起因するものであった。これらのプラスの影響は、イタリアにおける固定額水使用料の増加が認識されたこと、並びに2023年に認識されたオーストラリア（103百万ユーロ）及びギリシャ（422百万ユーロ。うち262百万ユーロはキャピタル・ゲイン、160百万ユーロは公正価値での再測定によるもの）における支配権の喪失を伴うスチュワードシップ・ビジネスモデルに基づく資産の一部売却による収益により、一部のみ相殺された。

通常売上総利益の変動はまた、2023年のオーストラリア、ルーマニア、ギリシャ及びチリ（アルカディア太陽光発電所）における資産の売却、並びに2024年上半期における複数の米国地熱発電所及びペルーの保有資産の売却に伴う連結範囲の変更も反映している。これらの連結範囲の変更による影響は、961百万ユーロに相当する。

売上総利益は、6,627百万ユーロ（2023年は5,178百万ユーロ）となり、1,449百万ユーロの増加となった。これには、通常売上総利益に関連して記述した要因に加え、2024年上半期に認識されたペルーにおける再生可能エネルギー発電資産の売却による65百万ユーロの利益が含まれている。これらの影響は、機能通貨のチリ・ペソから米ドルへの変更に伴うチリにおける為替ヘッジ取引のための準備金の取り崩し（607百万ユーロ）によるマイナスの影響、イタリアにおける経営陣による特定のエネルギー移行再編計画の実施に関連する費用（41百万ユーロ）及び開発中のいくつかのプロジェクトに関する価値調整に関連する費用（58百万ユーロ）により、一部のみ相殺された。2023年の売上総利益には、チリの特定の発電所の売却益（195百万ユーロ）、アルゼンチンのエル・チョコン発電所の売却損（14百万ユーロ）、及び米国の特定の資産の処分に関連する費用（60百万ユーロ）に加えて、ギリシャにおける非継続事業に分類された資産の売却に関連する262百万ユーロのキャピタル・ゲインが含まれていた。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	**増減**	
イタリア	**1,896**	**200**	**1,696**	**-**
イベリア半島	**686**	**519**	**167**	**32.2%**
世界の他の地域	**2,985**	**3,171**	**(186)**	**-5.9%**
アルゼンチン	12	16	(4)	-25.0%
ブラジル	398	394	4	1.0%
チリ	1,054	783	271	34.6%
コロンビア及び中米	572	762	(190)	-24.9%
－コロンビア	*458*	*693*	*(235)*	*-33.9%*
－コスタリカ	*7*	*(7)*	*14*	-
－グアテマラ	*14*	*24*	*(10)*	*-41.7%*
－パナマ	*93*	*52*	*41*	*78.8%*
米国及びカナダ	771	308	463	-
メキシコ	54	14	40	-
世界の他の地域－その他の国	124	894	(770)	-86.1%
－ペルー	*85*	*190*	*(105)*	*-55.3%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*42*	*605*	*(563)*	*-93.1%*
－アジア及びオセアニア	*(3)*	*99*	*(102)*	-
その他	**(33)**	**(75)**	**42**	**56.0%**
合計	**5,534**	**3,815**	**1,719**	**45.1%**

2024年の**通常営業利益**は、2023年から1,719百万ユーロ増加し、基本的に営業業績の改善と整合している。

2024年の**営業利益**は、4,514百万ユーロ（2023年は2,042百万ユーロ）を計上し、2,472百万ユーロの増加となった。これは主に、売上総利益に関して記述したものと同じ要因及び2023年においてはより多くの減損損失（2024年の437百万ユーロに対して、2023年は1,465百万ユーロ）が認識されていたことによる。特に、2024年に認識された減損損失は、スペイン、チリ、コロンビア、米国、ブラジル及びイタリアにおける特定の再生可能エネルギープロジェクトに関連する、合計276百万ユーロの減損損失、並びにイタリア及び米国における風力発電所及び太陽光発電所に関連する81百万ユーロの減損損失に関連する。2024年の営業利益はまた、売却目的保有として再分類されたことを考慮した推定実現可能額でのインドの純資産の減損損失（22百万ユーロ）も反映している。

2023年の営業利益には、特定の米国資産の減損損失（1,268百万ユーロ）が含まれており、これはマクロ経済環境の全般的な悪化に伴って2023年を通して徐々に顕在化した特定の参照市場の見通しの悪化及び経営陣による同地域における特定の事業再編計画の立上げと実施を考慮して認識されたものであった。また、コロンビアのウィンドペシ・プロジェクトについても、これが売却目的保有として分類されたため、推定実現可能額での減損損失（171百万ユーロ）が認識された。このプロジェクトは、同じ売却プロセス内で進行中の交渉を考慮して、2024年には46百万ユーロのさらなる減損を受けた。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**936**	**1,645**	**(709)**	**-43.1%**
イベリア半島	**423**	**782**	**(359)**	**-45.9%**
世界の他の地域	**1,761**	**2,899**	**(1,138)**	**-39.3%**
ブラジル	409	945	(536)	-56.7%
チリ	328	581	(253)	-43.5%
コロンビア及び中米	178	335	(157)	-46.9%
メキシコ	26	21	5	23.8%
米国及びカナダ	817	1,002	(185)	-18.5%
世界の他の地域－その他の国	3	15	(12)	-80.0%
－ペルー	*-*	*5*	*(5)*	*-*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*1*	*3*	*(2)*	*-66.7%*
－アジア及びオセアニア	*2*	*7*	*(5)*	*-71.4%*
その他	**13**	**19**	**(6)**	**-31.6%**
合計	**3,133 (1)**	**5,345 (2)**	**(2,212)**	**-41.4%**

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された100百万ユーロ（このうち91百万ユーロは、IFRS第５号に従った以前の分類の決定条件が適用されなくなったため、2024年６月以降「使用保有目的」の資産及び負債として再分類されている、2024年の最初の５ヶ月間に３SUN社が行った投資である。）を含まない。
(2) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された565百万ユーロを含まない。

2024年の**資本支出**は、前年比で2,212百万ユーロ減少した。かかる変動はより具体的には以下に起因する。
・世界の他の地域、特にブラジルの風力発電所・太陽光発電所並びにチリ、コロンビア及び米国の太陽光発電所における資本支出が減少したこと。かかる減少は投資配分の合理化戦略を反映している。
・イタリアにおいてバッテリー電力貯蔵システム（BESS）の一部プロジェクトが実質的に完了したこと。
・スペインの太陽光発電所における資本支出が減少したこと。

エネル・グリッド

事業

配電及び送電網

(単位：百万kWh)

	2024年	2023年	増減	
エネルの配電網で送られた電力	481,212	489,384	(8,172)	-1.7%
－イタリア	*217,363*	*214,059*	*3,304*	*1.5%*
－イベリア半島(1)	*138,580*	*136,533*	*2,047*	*1.5%*
－世界の他の地域	*125,269*	*138,792*	*(13,523)*	*-9.7%*
－アルゼンチン	*17,551*	*18,060*	*(509)*	*-2.8%*
－ブラジル	*73,942*	*70,094*	*3,848*	*5.5%*
－チリ	*14,648*	*14,249*	*399*	*2.8%*
－コロンビア及び中米	*15,420*	*15,257*	*163*	*1.1%*
－その他の国	*3,708*	*21,132*	*(17,424)*	*-82.5%*
稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー（人）	45,181,536	45,172,959	8,577	-

(1) 2023年の数値は修正再表示されている。

2024年、配電網による送電量は1.7%減少したが、これは主に2023年10月にエネル・グループがルーマニアで保有する全ての投資対象を売却したこと及び2024年上半期にペルーに保有していた配電資産を売却したことに起因する。
かかる減少は、2024年初期の天候の影響を受けたイタリア、スペイン及びラテンアメリカ（主にブラジル）における送電量の増加により相殺された。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在	増減	
イタリア	*1.8*	*1.7*	*0.1*	*5.9%*
イベリア半島	*1.0*	*1.2*	*(0.2)*	*-16.7%*
アルゼンチン	*8.1*	*7.9*	*0.2*	*2.5%*
ブラジル	*3.7*	*3.7*	-	-
チリ	*1.4*	*1.2*	*0.2*	*16.7%*
コロンビア	*4.8*	*4.6*	*0.2*	*4.3%*
ペルー	*1.6*	*2.7*	*(1.1)*	*-40.7%*

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在 (1)	増減	
イタリア	*48.0*	*45.7*	*2.3*	*5.0%*
イベリア半島	*55.6*	*62.9*	*(7.3)*	*-11.6%*
アルゼンチン	*982.0*	*1,165.3*	*(183.3)*	*-15.7%*
ブラジル	*461.7*	*465.0*	*(3.3)*	*-0.7%*
チリ	*178.3*	*120.7*	*57.6*	*47.7%*
コロンビア	*394.9*	*351.9*	*43.0*	*12.2%*
ペルー	*403.9*	*635.0*	*(231.1)*	*-36.4%*

(1) 2023年12月31日現在の数値は修正再表示されている。

上記の表で示されるとおり、特に度々の悪天候のために高止まりしているアルゼンチンのSAIDI指標が改善したことを除き、サービスの質の水準に大きな変化はなかった。

グリッド損失

グリッド損失（平均%）	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在	増減	
イタリア	*4.7*	*4.7*	-	-
イベリア半島	*6.4*	*6.8*	*(0.4)*	*-5.9%*
アルゼンチン	*17.2*	*16.8*	*0.4*	*2.4%*
ブラジル	*13.3*	*13.1*	*0.2*	*1.5%*
チリ	-	*5.3*	*(5.3)*	-
コロンビア	*7.5*	*7.5*	-	-
ペルー	*8.7*	*8.7*	-	-

業績

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
収益	23,236	20,259	2,977	14.7%
売上総利益／（損失）	10,080	7,461	2,619	35.1%
通常売上総利益／（損失）	7,872	7,851	21	0.3%
営業利益／（損失）	6,995	4,426	2,569	58.0%
通常営業利益／（損失）	4,787	4,743	44	0.9%
資本支出	5,868 (1)	5,280 (2)	588	11.1%

(1)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類され、売却完了までペルーの資産に関連する62百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類され、ルーマニア及びペルーの資産に関連する233百万ユーロを含まない。

以下の表は、2024年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**9,281**	**7,610**	**1,671**	**22.0%**
イベリア半島	**2,561**	**2,379**	**182**	**7.7%**
世界の他の地域	**11,363**	**10,228**	**1,135**	**11.1%**
アルゼンチン	1,301	560	741	-
ブラジル	6,102	6,321	(219)	-3.5%
チリ	1,542	1,590	(48)	-3.0%
コロンビア及び中米	892	823	69	8.4%
－コロンビア	*892*	*823*	*69*	*8.4%*
世界の他の地域－その他の国	1,526	934	592	63.4%
－ペルー	*1,526*	*933*	*593*	*63.6%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	*1*	*(1)*	-
その他	**365**	**402**	**(37)**	**-9.2%**
部門間消去及び調整	**(334)**	**(360)**	**26**	**7.2%**
合計	**23,236**	**20,259**	**2,977**	**14.7%**

収益の増加は、2023年12月に公表されたエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）決議第630/2023号に基づくイタリアにおける配電量の増加及び2024年の料金調整、並びにスペインにおける過年度のサービス品質インセンティブの認識及び配電量の増加に起因する。

これらの増加は、2023年にエネル・シーアイイーエヌによる事業権の終了補償金99百万ユーロを認識したこと及び料金の下方調整に伴うブラジルにおける収益の減少並びにペルーで売却された資産の連結期間の差異により一部のみ相殺された。

2024年度の収益には、ペルーにおける配電資産の売却による利益（1,135百万ユーロ）並びにイタリアのミラノ県及びブレシア県の複数の自治体における配電資産の売却による利益（989百万ユーロ）が含まれる。

通常売上総利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**4,023**	**3,589**	**434**	**12.1%**
イベリア半島	**1,820**	**1,668**	**152**	**9.1%**
世界の他の地域	**2,030**	**2,598**	**(568)**	**-21.9%**
アルゼンチン	(1)	(54)	53	98.1%
ブラジル	1,308	1,496	(188)	-12.6%
チリ	63	102	(39)	-38.2%
コロンビア及び中米	565	517	48	9.3%
－コロンビア	*565*	*517*	*48*	*9.3%*
世界の他の地域－その他の国	95	537	(442)	-82.3%
－ペルー	*95*	*223*	*(128)*	*-57.4%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	*314*	*(314)*	-
その他	**(1)**	**(4)**	**3**	**75.0%**
合計	**7,872**	**7,851**	**21**	**0.3%**

通常売上総利益は21百万ユーロ増加したが、これは2023年第４四半期及び2024年第２四半期にそれぞれ売却されたルーマニア及びペルーにおける資産の連結の変更並びに2023年にブラジルのエネル・シーアイイーエヌが受領した事業権の終了補償金を認識した影響を反映している。これらの要因を除くと、配電資産の通常売上総利益は、575百万ユーロ増加し、これは上述の料金調整及びスペインにおける過年度のサービス品質インセンティブの認識の両方に起因する。

売上総利益は2,619百万ユーロ増加し、10,080百万ユーロ（2023年は7,461百万ユーロ）となったが、これは上述の要因に加え、主にペルーにおける配電資産の売却による1,135百万ユーロの利益の認識及びイタリアのミラノ県及びブレシア県の複数の自治体における配電資産の売却による989百万ユーロの利益の認識を反映している。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**2,570**	**2,139**	**431**	**20.1%**
イベリア半島	**1,043**	**872**	**171**	**19.6%**
世界の他の地域	**1,177**	**1,738**	**(561)**	**-32.3%**
アルゼンチン	(144)	(109)	(35)	-32.1%
ブラジル	791	980	(189)	-19.3%
チリ	12	51	(39)	-76.5%
コロンビア及び中米	457	424	33	7.8%
－コロンビア	*457*	*424*	*33*	*7.8%*
世界の他の地域－その他の国	61	392	(331)	-84.4%
－ペルー	*61*	*150*	*(89)*	*-59.3%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	*242*	*(242)*	-
その他	**(3)**	**(6)**	**3**	**50.0%**
合計	**4,787**	**4,743**	**44**	**0.9%**

2024年の**通常営業利益**の増加は、主に、通常売上総利益に関連して記述した要因に加えて、2024年にスペインを中心に認識された償却費、減価償却費及び減損損失の減少を反映している。

2024年の**営業利益**は2,569百万ユーロ増加し、6,995百万ユーロ（2023年は4,426百万ユーロ）となった。これは主に通常の営業活動による業績改善及び上述の売却による利益に起因する。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**3,530**	**3,084**	**446**	**14.5%**
イベリア半島	**901**	**885**	**16**	**1.8%**
世界の他の地域	**1,437**	**1,287**	**150**	**11.7%**
アルゼンチン	179	103	76	73.8%
ブラジル	868	814	54	6.6%
チリ	120	111	9	8.1%
コロンビア及び中米	270	238	32	13.4%
世界の他の地域－その他の国	-	21	(21)	-
－ペルー	-	*21*	*(21)*	-
その他	**-**	**24**	**(24)**	**-**
合計	**5,868 (1)**	**5,280 (2)**	**588**	**11.1%**

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類され、売却完了までペルーの資産に関連する62百万ユーロを含まない。
(2) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類され、ペルー及びルーマニアの資産に関連する233百万ユーロを含まない。

当グループは2024年にネットワークへの大規模な投資を行い、業務効率及びインフラの耐性向上への継続的なコミットメントを示した。かかる投資は、サービスの継続性及び信頼性を確保し、エネルギー市場の進化及び気候変動による課題に対処することを目的とした長期戦略の重要な要素である。

具体的には、配電資産における**資本支出**は588百万ユーロ増加し、そのうちイタリアにおいては計画の仮定に沿って446百万ユーロであった。

絶対的に見て、イタリアに加え、スペイン及びブラジルの資本支出は1,769百万ユーロに達した。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

(単位：百万kWh)

	2024年	2023年	増減	
自由市場	174,715	194,541	(19,826)	-10.2%
規制市場	98,834	106,313	(7,479)	-7.0%
合計	**273,549**	**300,854**	**(27,305)**	**-9.1%**
－イタリア	*73,746*	*87,239*	*(13,493)*	*-15.5%*
－イベリア半島	*74,375*	*77,689*	*(3,314)*	*-4.3%*
－世界の他の地域	*125,428*	*135,926*	*(10,498)*	*-7.7%*
－アルゼンチン	*14,350*	*14,872*	*(522)*	*-3.5%*
－ブラジル	*66,679*	*63,404*	*3,275*	*5.2%*
－チリ	*25,105*	*24,754*	*351*	*1.4%*
－コロンビア及び中米	*14,459*	*14,059*	*400*	*2.8%*
－その他の国	*4,835*	*18,837*	*(14,002)*	*-74.3%*

2024年における電力販売量の減少は、前年と比較して規制市場及び自由市場の両方に集中していた。特に自由市場においては、主にイタリア及びスペインの企業間（B2B）及び企業から顧客（B2C）の両顧客セグメントで減少した。一方、ラテンアメリカ諸国では自由市場での販売量が増加した。規制市場における販売量の減少は、主にブラジルのB2Bセグメントに影響を与えた。一方、イタリアにおける減少は、2024年７月１日に保護強化市場が廃止されたことを反映している(1)。その他の国における減少は、ルーマニア及びペルーの資産の売却に起因する。

(1) 「脆弱な」顧客を除く。

天然ガス販売

(単位：百万立方メートル)

	2024年	2023年	増減	
企業から顧客への販売	3,116	3,502	(386)	-11.0%
企業間の販売	3,938	4,822	(884)	-18.3%
合計	**7,054**	**8,324**	**(1,270)**	**-15.3%**
－イタリア	*3,427*	*4,149*	*(722)*	*-17.4%*
－イベリア半島	*3,372*	*3,802*	*(430)*	*-11.3%*
－世界の他の地域	*255*	*373*	*(118)*	*-31.6%*
－チリ	*191*	*106*	*85*	*80.2%*
－コロンビア及び中米	*64*	*79*	*(15)*	*-19.0%*
－その他の国	*-*	*188*	*(188)*	*-*

2024年のガスの販売量の減少は、主にイタリア及びスペインに起因するものであった。2023年と比較して、B2B及びB2C両顧客セグメントにおける販売量は減少した。

需要反応容量、貯蔵及び照明地点

	2024年	2023年	増減	
需要反応容量（MW）	9,250	9,588	(338)	-3.5%
照明地点（千単位）	2,908	3,259	(351)	-10.8%
公共の充電地点(数)(1)	27,494	24,281	3,213	13.2%
貯蔵（MW）	2,858	1,730	1,128	65.2%

(1) ジョイント・ベンチャーにより管理されている充電地点数を含めると、2024年12月31日時点で28,809ヶ所、2023年12月31日時点では25,337ヶ所となる。

2024年の需要反応容量は、2023年と比較して338MW減少し9,250MWとなった。かかる減少は、主にイタリア（-189MW）、スペイン（-104MW）及び世界の他の地域（-45MW）において減少した。

貯蔵容量は、1,128MW増加し2,858MWとなった。かかる増加は主に、BESS技術を備えた発電所への新しいバッテリーの設置（+1,231MW）に起因する。主にイタリア（+983MW）、チリ（+168MW）、北米（+115MW）で増加し、計測関連の貯蔵の減少により一部のみ相殺された。

照明地点は、インテリジェントかつ省エネの公共照明の導入に関連するものだが、主にペルーにおける資産の売却に伴い減少した。かかる減少は、ブラジル及びイタリアにおける増加により一部のみ相殺された。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
収益	41,861	52,119	(10,258)	-19.7%
売上総利益／（損失）	4,702	5,158	(456)	-8.8%
通常売上総利益／（損失）	4,672	5,275	(603)	-11.4%
営業利益／（損失）	2,432	3,042	(610)	-20.1%
通常営業利益／（損失）	2,555	3,241	(686)	-21.2%
資本支出	971 (1)	1,138 (2)	(167)	-14.7%

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。
(2) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された34百万ユーロを含まない。

以下の表は、2024年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**22,869**	**28,717**	**(5,848)**	**-20.4%**
イベリア半島	**16,467**	**20,747**	**(4,280)**	**-20.6%**
世界の他の地域	**2,458**	**2,644**	**(186)**	**-7.0%**
アルゼンチン	7	5	2	40.0%
ブラジル	505	545	(40)	-7.3%
チリ	199	197	2	1.0%
コロンビア及び中米	1,145	1,040	105	10.1%
－コロンビア	*1,145*	*1,040*	*105*	*10.1%*
米国及びカナダ	149	321	(172)	-53.6%
メキシコ	21	10	11	-
世界の他の地域－その他の国	438	530	(92)	-17.4%
－ペルー	*242*	*370*	*(128)*	*-34.6%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*77*	*76*	*1*	*1.3%*
－アジア及びオセアニア	*121*	*84*	*37*	*44.0%*
－消去	*(2)*	-	*(2)*	-
世界の他の地域の消去	(6)	(4)	(2)	-50.0%
その他	**239**	**212**	**27**	**12.7%**
部門間消去及び調整	**(172)**	**(201)**	**29**	**14.4%**
合計	**41,861**	**52,119**	**(10,258)**	**-19.7%**

2024年の**収益**は、欧州市場の動向に伴い、主にイタリア及びスペインで電力及びガスの収益が減少し、平均販売価格が下落したことにより、19.7%減少した。また、エネルXではイタリア及び北米で、モビリティでは主にイタリア、北米、スペイン及びブラジルで収益が減少した。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	**増減**	
イタリア	**3,159**	**4,039**	**(880)**	**-21.8%**
イベリア半島	**1,034**	**780**	**254**	**32.6%**
世界の他の地域	**474**	**460**	**14**	**3.0%**
アルゼンチン	30	5	25	-
ブラジル	207	220	(13)	-5.9%
チリ	81	75	6	8.0%
コロンビア及び中米	152	79	73	92.4%
－コロンビア	*152*	*79*	*73*	*92.4%*
米国及びカナダ	(31)	(15)	(16)	-
メキシコ	7	4	3	75.0%
世界の他の地域－その他の国	28	92	(64)	-69.6%
－ペルー	*22*	*45*	*(23)*	*-51.1%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*1*	*50*	*(49)*	*-98.0%*
－アジア及びオセアニア	*5*	*(3)*	*8*	-
その他	**5**	**(4)**	**9**	-
合計	**4,672**	**5,275**	**(603)**	-11.4%

2024年の**通常売上総利益**は、2023年と比較して603百万ユーロ（11.4%）減少し4,672百万ユーロとなった。かかる減少は、主にイタリアにおける電力及びガスの販売量の減少並びにエンドユーザーへの価格再調整を反映している。これは、電力価格の低下及び2023年の調整を考慮したガスの契約条件の変更を特徴とする市場と一致している。これらの減少は、主に供給コストの削減によるスペインの自由市場における利益回復と、電力販売量の増加によるコロンビア及びチリを中心としたラテンアメリカにおける業績改善により一部のみ相殺された。

2024年の通常営業利益は、2023年のルーマニアにおける資産を売却並びに2024年のペルーにおいて保有する資産及び米国の複数の企業の売却による連結範囲の変更も反映している。連結範囲の変更の影響を除くと、通常営業利益は503百万ユーロ減少した。

売上総利益は、456百万ユーロ減少して4,702百万ユーロ（2023年は5,158百万ユーロ）となった。この減少は主に、通常利益の減少に起因するものであり、イタリアの法律第92/2012号の第4条に基づく引当金及びスペインの*アクエルド・ヴォルンタリオ・デ・サリーダ*（AVS）計画の引当金の調整に関連したエネルギー転換の費用及びに関連する保護強化市場の廃止に伴う費用（51百万ユーロ）を差し引いた、2024年にペルーの資産の売却による利益（103百万ユーロ）の認識及び米国のエネルＸ・ウェイの資産に関連する費用（20百万ユーロ）の認識により一部のみ相殺された。2023年の売上総利益は、主にルーマニアの企業に関連する非継続事業の業績（59百万ユーロ）並びにスペインにおけるAVS計画の引当金調整に関連するエネルギー転換及びデジタル化に伴う費用（58百万ユーロ）を考慮しなかった。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**1,953**	**2,987**	**(1,034)**	**-34.6%**
イベリア半島	**536**	**268**	**268**	**-**
世界の他の地域	**122**	**74**	**48**	**64.9%**
アルゼンチン	(12)	(5)	(7)	-
ブラジル	14	10	4	40.0%
チリ	59	57	2	3.5%
コロンビア及び中米	104	44	60	-
－コロンビア	*104*	*44*	*60*	-
米国及びカナダ	(61)	(57)	(4)	-7.0%
メキシコ	7	4	3	75.0%
世界の他の地域－その他の国	11	21	(10)	-47.6%
－ペルー	*14*	*26*	*(12)*	*-46.2%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*(2)*	*4*	*(6)*	-
－アジア及びオセアニア	*(1)*	*(9)*	*8*	*88.9%*
その他	**(56)**	**(88)**	**32**	**36.4%**
合計	**2,555**	**3,241**	**(686)**	**-21.2%**

通常営業利益の変動は、通常営業総利益に関係する上述の要因を反映しており、減価償却費及び償却費の増加（2023年の2,034百万ユーロから2024年には2,117百万ユーロに増加）を考慮したもので、かかる増加は主にスペインにおける顧客獲得費用の償却の増加に起因する。

2024年の**営業利益**は、2,432百万ユーロ（2023年は3,042百万ユーロ）であり、売上総利益に関連して上述した要因及び増加した減価償却費、償却費及び減損損失154百万ユーロを反映している。この変動には、2024年のイタリア及び2023年の米国におけるソフトウェア・プラットフォームの減損損失が含まれる。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2024年		2023年		増減	
イタリア	**549**		**566**		**(17)**	**-3.0%**
イベリア半島	**324**		**311**		**13**	**4.2%**
世界の他の地域	**48**		**164**		**(116)**	**-70.7%**
ブラジル	7		50		(43)	-86.0%
チリ	4		6		(2)	-33.3%
コロンビア及び中米	18		23		(5)	-21.7%
メキシコ	-		1		(1)	-
米国及びカナダ	16		68		(52)	-76.5%
世界の他の地域－その他の国	3		16		(13)	-81.3%
－ペルー	-		*5*		*(5)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	-		*2*		*(2)*	-
－アジア及びオセアニア	*3*		*9*		*(6)*	*-66.7%*
その他	**50**		**97**		**(47)**	**-48.5%**
合計	**971**	**(1)**	**1,138**	**(2)**	**(167)**	**-14.7%**

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。
(2) 「売却目的保有」又は「非継続事業」に分類された34百万ユーロを含まない。

資本支出は、特にイタリア、ブラジル及び米国におけるエネルX部門で167百万ユーロ減少し、主にイタリア及びスペインにおける顧客管理プロセスのデジタル化に伴う小売部門の増加により一部のみ相殺された。

ホールディング及びサービス

業績

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
収益	1,946	2,045	(99)	-4.8%
売上総利益／（損失）	(511)	(609)	98	16.1%
通常売上総利益／（損失）	(256)	(319)	63	19.7%
営業利益／（損失）	(767)	(858)	91	10.6%
通常利益／（損失）	(512)	(569)	57	10.0%
資本支出	176	190 (1)	(14)	-7.4%

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された３百万ユーロを含まない。

以下の表は、2024年の地理的領域別の業績の内訳を示している。「その他」は、当グループの親会社及びグローバル・サービスを提供するその他の会社の業績を報告している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**769**	**734**	**35**	**4.8%**
イベリア半島	**405**	**501**	**(96)**	**-19.2%**
世界の他の地域	**(11)**	**-**	**(11)**	**-**
ブラジル	1	2	(1)	-50.0%
チリ	(6)	8	(14)	-
米国及びカナダ	1	1	-	-
世界の他の地域－その他の国	(7)	(11)	4	36.4%
その他	**988**	**1,028**	**(40)**	**-3.9%**
部門間消去及び調整	**(205)**	**(218)**	**13**	**6.0%**
合計	**1,946**	**2,045**	**(99)**	**-4.8%**

2024年の**収益**は、2023年と比較して99百万ユーロ減少したが、これは当グループの他の会社に提供した支援サービスの減少を反映している。

通常営業総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**61**	**56**	**5**	**8.9%**
イベリア半島	**(5)**	**39**	**(44)**	**-**
世界の他の地域	**(115)**	**(132)**	**17**	**12.9%**
アルゼンチン	(1)	(5)	4	80.0%
ブラジル	(34)	(37)	3	8.1%
チリ	(78)	(89)	11	12.4%
米国及びカナダ	(1)	(2)	1	50.0%
世界の他の地域－その他の国	(1)	1	(2)	-
－ペルー	*(1)*	*(1)*	-	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	-	2	(2)	-
その他	**(197)**	**(282)**	**85**	**30.1%**
合計	**(256)**	**(319)**	**63**	**19.7%**

2024年の**通常営業総損失**の減少は、主に、ITサービス費用の減少に起因するもので、上述の収益の減少により一部のみ相殺された。2023年の業績には、悪天候に関連する要請を受けてエネル・インシュアランス（現在のエネル・リインシュアランス）が積み立てたリスク及び費用に対する引当金の増加が反映されている。

2024年の**売上総損失**は、2023年と比較して98百万ユーロ減少した。これは通常業務の改善によるものであり、スペインにおける138百万ユーロの特別連帯税（2023年は208百万ユーロ）並びにイタリア及びスペインにおける総額103百万ユーロのエネルギー転換に係る費用（2023年は81百万ユーロ）を反映している。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2024年	2023年	増減	
イタリア	**(6)**	**(12)**	**6**	**50.0%**
イベリア半島	**(45)**	**(5)**	**(40)**	**-**
世界の他の地域	**(127)**	**(143)**	**16**	**11.2%**
アルゼンチン	(1)	(5)	4	80.0%
ブラジル	(40)	(42)	2	4.8%
チリ	(84)	(93)	9	9.7%
米国及びカナダ	(1)	(2)	1	50.0%
世界の他の地域－その他の国	(1)	(1)	-	-
－ペルー	*(1)*	*(2)*	*1*	*50.0%*
－ヨーロッパ及びアフリカ	**-**	*1*	*(1)*	-
その他	**(334)**	**(409)**	**75**	**18.3%**
合計	**(512)**	**(569)**	**57**	**10.0%**

2024年における**通常営業損失**は、基本的に通常売上総損失の減少と同様である。

2024年における**営業損失**は、売上総損失及びに関する要因及び減価償却費、償却費及び減損損失の７百万ユーロの増加を反映している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年		増減	
イタリア	**47**	**74**		**(27)**	**-36.5%**
イベリア半島	**17**	**21**		**(4)**	**-19.0%**
世界の他の地域	**14**	**8**		**6**	**75.0%**
ブラジル	2	1		1	-
チリ	12	7		5	71.4%
その他	**98**	**87**		**11**	**12.6%**
合計	**176**	**190**	**(1)**	**(14)**	**-7.4%**

(1) 「売却目的保有」又は「非継続事業」として分類された３百万ユーロを含まない。

2024年の**資本支出**の減少は、当グループのイタリア本社の再開発のために2023年に発生した費用の増加に主に起因する。

エネルの株式

エネル及び金融市場

	2024年	2023年
１株当たり売上総利益（ユーロ）	2.37	1.99
１株当たり営業利益（ユーロ）	1.52	1.07
１株当たりグループ利益（ユーロ）	0.69	0.34
１株当たりグループ通常利益（ユーロ）	0.70	0.64
１株当たり配当金（ユーロ）	0.47	0.43
１株当たりグループ資本（ユーロ）	3.32	3.12
株価 - 12ヶ月間の最高値（ユーロ）	7.34	6.73
株価 - 12ヶ月間の最安値（ユーロ）	5.70	5.17
12月の平均株価（ユーロ）	6.91	6.63
時価総額（百万ユーロ）(1)	70,230	67,369
12月31日現在の発行済株式数（百万株）(2)	**10,167**	**10,167**

(1) 12月の平均株価で算出。
(2) 株式数には、2024年は12,079,670株、2023年は9,262,330株の自己株式が含まれている。

		2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
格付け			
スタンダード・アンド・プアーズ	アウトルック	安定的	安定的
	中長期	BBB	BBB
	短期	A-2	A-2
ムーディーズ	アウトルック	安定的	ネガティブ
	中長期	Baa1	Baa1
	短期	-	-
フィッチ	アウトルック	安定的	安定的
	中長期	BBB+	BBB+
	短期	F2	F2

欧州の主要株価指数は、全体的な上昇に特徴づけられる2023年の後、FTSE MIBが12.6%、Ibex35が14.8%、DAXが18.8%上昇し、例外的にCAC40が2.2%下落して2024年度末を迎えた。

ユーロ圏の公益事業指数（EURO STOXX Utilities）は3.1%の下落で年度末を迎えた。

最後に、エネルの株価については、2024年の終値は１株当たり6.89ユーロで前年比2.3%の微増となり、欧州のセクター別株価指数とは対照的であった。

2024年１月24日、エネルは2023年の利益から１株当たり0.215ユーロの中間配当を支払い、2024年７月24日に同年の配当の残額を0.215ユーロ支払った。2024年の配当総額は１株当たり0.43ユーロとなり、2023年の１株当たり0.40ユーロを7.5%上回った。

2024年の通常利益に関しては、2025年１月22日に１株当たり0.215ユーロの中間配当が支払われ、配当の残額は2025年７月23日に支払われる予定である。

ESGアナリスト及び格付機関は、環境、社会、ガバナンスの観点からエネルの持続可能性に関するパフォーマンスを継続的に監視するために、様々な手法を採用している。ESG格付けは、アクティブ投資家及びパッシブ投資家を含む投資家にとって戦略的なツールであり、持続可能なビジネスモデルの評価、持続可能性に関連するリスク及び機会の特定、並びにそれに基づく持続可能な投資戦略の策定に役立つ。

エネルは、ESGのあらゆる観点からの管理及び継続的な報告に取り組んでおり、ESG格付機関による評価を、持続可能性のパフォーマンスを向上させるための重要な機会と捉えており、当グループ内の各部門や事業部門を巻き込んだ具体的な行動計画の策定している。

主要なESG格付け

	格付け	ランキング	業界平均	スケール（低／高）
エムエスシーアイ	AA（リーダーシップ・バンド）	上位35% ユーティリティ業界	BBB	CCC／AAA
サステイナリティクスESGリスク・レーティング	21.6 （中程度のリスク）	26位／237社 電力ユーティリティ業界	31.8	100／0
スタンダード・アンド・プアーズESGスコア	78	16位／267社 電力ユーティリティ業界	37	0／100
シーディーピー	A（気候） A-（水）	-	-	D-／A

前へ

５【経営上の重要な契約等】

2024年における重要な事象

米国における地熱発電及び太陽光発電のポートフォリオのオーマットへの売却を完了

2024年１月４日、エネル・エスピーエー（完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）を通じて活動）は、オーマット・テクノロジーズ・インクと、米国における再生可能エネルギー資産ポートフォリオを合計277百万ドル（253百万ユーロ相当）で売却する契約を締結した。売却された資産には、EGPNAの全ての地熱発電ポートフォリオ及び多数の小規模太陽光発電所が含まれており、稼働中の発電所の総発電容量は約150MWである。

この取引は全体として、エネル・グループの業績に約８百万ユーロのプラスの影響を与えた。

2023年12月31日現在、当該資産は既にIFRS第５号に従って「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に再分類されており、公正価値と帳簿価額のいずれか低い金額での再分類に伴い、34百万ユーロの減損損失が営業利益を通じて認識された。

エネルは、ユーロ債市場で1.75十億ユーロのデュアルトランシェの持続可能性連動債を発行

2024年１月16日、エネル・エスピーエーが支配する金融会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、ユーロ債市場で、機関投資家向けに総額1.75十億ユーロに及ぶデュアルトランシェの持続可能性連動債を発行した。

この新規発行は、2024年１月に最終更新されたサステナビリティ・リンク・ファイナンシング・フレームワークに示されているように、各トランシェにつき２つの持続可能性主要パフォーマンス指標を使用することを想定している。

この発行は、以下の２つのトランシェで構成されている。

・決済日が2024年１月23日、満期が2028年７月23日、固定金利3.375%の750百万ユーロ

・決済日が2024年１月23日、満期が2035年１月23日、固定金利3.875%の1,000百万ユーロ

エネルは、クーポンレート4.75%の新たな永久ハイブリッド債900百万ユーロを発行

2024年２月20日、エネル・エスピーエーは、欧州市場で、機関投資家向けに総額900百万ユーロのユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債を発行した。

この取引は、2025年２月を初回コール日とし、クーポンレート3.5%の900百万ユーロの資本参加型永久ハイブリット債を借り換えたものである。

当該債券には満期がなく、当社の解散又は清算が行われた場合にのみ満期が到来する。年4.75%の固定クーポンが、初回任意償還最終日である2029年５月27日の初回リセット日（ただしこの日を除く。）まで支払われる。

ロンバルディア州の複数の市町村における配電事業に関するＡ２Ａとの合意

2024年３月９日、エネルの子会社であるe・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーは、ミラノ県及びブレシア県の多数の自治体における配電事業の譲渡を受けるデュエレティ・エスアールエルの90%を、Ａ２Ａ・エスピーエーに移転することに合意した。

この売却は、反トラストを管轄する当局からの承認を含む、３月９日に締結された契約に規定された前提条件が充足されたことを受けて、2024年12月31日に効力を生じた。

取得価格は、企業価値（会社の100%）が約1.35十億ユーロであることを前提に、約1.2十億ユーロとなった。

イー・ディストリブッツィオーネは、デュエレティの資本の10%を保有し、同社の立上げ段階を支援する。この株式は、取引完了日から１年後に行使可能となるプット・オプション及びコール・オプションの対象となる。

2024年、当該取引の完了は、2024年のエネル・グループの連結純負債に1,229百万ユーロのプラスの効果をもたらし、当グループ純利益に978百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

バルジ水力発電所

2024年４月９日、バルジの水力発電所(ボローニャ県)において14人が巻き込まれる事故が発生し、うち７人が死亡した。エネル・グリーン・パワー・イタリアは当局との協力の下、事故の再構築を進めている。事故の原因については、ボローニャの検察庁が調査を行っており、同検察庁は身元不明者に対する捜査手続を開始した。

エネルはペルーにおける発電資産の売却を完了

2024年５月10日、エネル・ペルー・エスエーシー（チリの会社であるエネル・アメリカス・エスエーを通じてエネル・エスピーエーにより支配される。）は、発電会社であるエネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー及びコンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシーについて保有する全ての株主持分のナイアガラ・エネルギー・エスエーシーへの売却を完了した。

この取引は、ペルーの反トラストを管轄する当局からの承認を含む、2023年11月22日に締結された契約に規定された前提条件が充足されたことを受けて、完了した。

この売却は、総額1,198百万ユーロで実行され、グループ利益に９百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

エネルはペルーの流通資産の売却を完了

2024年６月12日、エネル・ペルー・エスエーシー（エネル・アメリカス・エスエーにより支配される。）は、配電及び電力供給会社であるエネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー及び先進エネルギーサービス会社であるエネルX・ペルー・エスエーシーについて保有する全ての株式持分の中国南方電網国際（香港）有限責任公司（China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd）への売却を完了した。

この取引は、総額2,880百万ユーロで実行され、グループ利益に509百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

エネルは、欧州市場における資金調達コストと同水準の平均コスト約４%で、２十億ドルのマルチトランシェの持続可能性連動債の発行に成功

2024年６月19日、エネル・エスピーエーが支配する金融会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、米国及び国際市場の機関投資家向けに、総額２十億ドル（約1.9十億ユーロ相当）のマルチトランシェの持続可能性連動債を発行した。

この債券は、エネルの持続可能性目標である、発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出原単位の削減の達成に関連したもので、これは国連の持続可能な開発目標13（気候行動）に貢献するものであり、当グループのサステナビリティ・リンク・ファイナンシング・フレームワークに準拠したものである。

エネルは、規制容量サービスを目的としたバッテリー蓄電システム及びオープンサイクル発電所プロジェクトを開発するため、ソステネオとパートナーシップを締結

2024年６月26日、エネル・イタリア・エスピーエーは、規制容量サービスを目的としたプロジェクト・ポートフォリオの実施及び運営のために設立された会社であるエネル・リブラ・フレクシス・エスアールエルの保有株式資本の49%に相当する少数株主持分の、ソステネオ・エナジー・トランジション１への1,095百万ユーロでの売却を完了した。具体的には、以下のプロジェクト・ポートフォリオがあげられる。

・総容量1.7GWのバッテリー蓄電システム（BESS）23件

・総容量0.9GWのオープン・サイクル・ガスタービン（OCGT）発電所の改修プロジェクト３件

この取引により、2024年の当グループの連結純負債は全体で約1,095百万ユーロ減少した。ただし、エネルは経営権を維持し、したがってエネル・リブラ・フレクシス・エスアールエルを完全に連結しているため、当グループの経済業績に与える影響はなかった。

エネルは、スペインで既に稼働している太陽光発電所の管理のため、マスダールとパートナーシップ契約を締結

2024年７月25日、エネルは、スペインにおける太陽光発電所の管理を目的として、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー１・エスエルユー（EGPEソーラー）の株式資本の49.99%に相当する少数株主持分を、マスダールに売却することに同意した。

この売却は、外国投資に関するスペイン政府からの承認を含む、７月25日に締結された契約の前提条件が充足されたことを受けて、2024年第４四半期に完了した。

当該契約に従い、マスダールはEGPEソーラーの株式資本の49.99%を取得のために849百万ユーロの対価を支払った。EGPEソーラーの100%ベースの企業価値は、約1.7十億ユーロに相当する。この取引により、2024年のエネル・グループの連結純負債が849百万ユーロ減少した。ただし、エネルは経営権を維持し、EGPEソーラーを完全に連結しているため、当グループの経済業績に与える影響はなかった。

エネルは、スペインにおける626MWの水力発電所ポートフォリオを取得するため、アクシオーナと契約を締結

2024年11月15日、エンデサ・ジェネラシオン（スペインの上場会社であるエンデサを通じて支配される。）は、アクシオーナ・グループの会社であるコーポラシオン・アクシオーナ・エネルジア・レノバブルズと、コーポラシオン・アクシオーナ・ハイドロリカ・エスエル（CAH）の全株式資本の取得に関する契約を締結した。

この契約は、この種の取引の慣習的な調整を条件として、１十億ユーロの対価を定めている。当該契約が認識するCAHの100%ベースの企業価値は、１十億ユーロに相当する。

CAHが保有する発電所のポートフォリオは、スペイン北東部に位置する総設備容量626MWの34基の水力発電所で構成されている。その大部分は出力調整が可能であり、2023年の発電量は約1.3TWhであった。

この取引は2025年２月26日に完了した。

エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディングは、（子会社であるイーピー・スロバキア・ビーヴイを通じて）エネル・プロデュツィオーネが保有するスロベンスケ・エレクトラーネの残余持分の取得のため、2020年の契約で既に予想されていた早期コールオプションを行使

2024年12月18日、子会社であるエネル・プロデュツィオーネ及びエネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング（EPH）は、現在エネル・プロデュツィオーネが保有する、スロベンスケ・エレクトラーネの株式資本の66%を保有する会社であるスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイの株式資本の50%を、早期コールオプションに基づき、EPHが購入することに合意した。

この契約は、エネル・プロデュツィオーネとEPHが当初2015年12月18日に調印した契約の修正の枠組みの中で2020年に導入された早期コールオプションに基づき、その後の修正を含む条件の下、上記株式の取得を規定するものである。

EPHへの移転は２つのフェーズに分かれており、第１フェーズでは、エネル・プロデュツィオーネが保有するスロヴァク・パワー・ホールディングの株式資本の50%がEPHに売却され、2016年７月28日に完了した。スロヴァク・パワー・ホールディングの株式資本の残りの50%の移転は、2025年上半期に、第２フェーズの完了時に実施される予定である。

契約に基づき、スロヴァク・パワー・ホールディングの100%の売却の対価総額は150百万ユーロに相当し、これは、売却の第１フェーズの完了時にEPHからエネル・プロデュツィオーネに既に支払われている。

契約において、両当事者は、EPHが、遅くとも取引完了時までに、エネル・グループがスロベンスケ・エレクトラーネに対して提供したクレジット・ファシリティの返済について、総額970百万ユーロに実際の返済日における未払経過利息を加えて、保証することも想定した。

返済は2025年１月30日に完了した。

この契約はまた、エネル・グループがスロヴァク・パワー・ホールディング及びスロベンスケ・エレクトラーネに対して有するその他の財政的コミットメントが失効することも見越している。これには、それによりガブチコヴォ発電所に関する紛争から生じる負債の一部をエネル・プロデュツィオーネが負担することになる補償も含まれる。

6【研究開発活動】

イノベーション

67件の概念実証が革新的なソリューションの試験を行うために開始された。

21件のソリューションが事業においてスケールアップ段階にある。

当グループのイノベーション・モデルは、事業のニーズに対する新しいソリューションを見つけるためにいくつかのツールを活用しており、これにより、産業パートナー、大企業、中小企業、研究所、大学、企業家及びスタートアップを含む広範なエコシステムをイノベーション・プロセスに組み込むことができる。主なチャネルには、革新的なソリューションのためのクラウドソーシングのプラットフォームであるopeninnovability.enel.com、及びヨーロッパ及び米国のような、当グループにとって最も関連性の深いイノベーション・エコシステムに設置されており、革新的なソリューションをスカウトするための主要な拠点を提供するイノベーション・ハブのグローバル・ネットワークが含まれる。エネルは、参画企業に対して、自らの開発やスケールアップの可能性を支援するために、産業環境における新たなソリューションの技術的及び経済的検証のためのスキルと体制、並びにパートナーのグローバル・ネットワークを提供している。さらに、サプライヤーとの共同開発を通じて、当グループは、革新的なソリューションを商業化前の開発レベルで迅速かつ効果的に導入することを目指すとともに、既存のスキル及び他の生産部門で既に使用されているソリューションのカスタマイズ及び移転を活用している。

エネル・グループは、イノベーション・マネジメントに関するISO 56002規格を採用した。この規格は、アイデアの誕生からそれを世界規模で実行するまで、イノベーション・マネジメントに係る全ての側面を網羅している。2024年、イタリア規格協会（UNI）と共同で、UNI/PdR 155プラクティスの「持続可能なイノベーションの管理－オープン・イノベーションを通じた企業の持続可能なイノベーション・プロセスの管理のためのガイドライン」が発表された。この文書は、事前規制的な性質を有しており、持続可能なイノベーション・マネジメントの効果的な内部プロセスを実施するために必要な組織的及び生産的変革に対処しようとする事業体に対して、実践的な支援を提供することを目的としている。

2024年に当グループ内におけるイノベーションの文化を促進するために実施された取組みには、外部の研究所や大学が関与した内部のウェビナー・サイクル、及び関連する技術トピックに関する新しいイノベーション・コミュニティ（従業員が自発的に参加し、経験や知識を共有し、解決策を提案し、内部及び外部のエコシステムの発展を監督することを目的とした非公式のワーキング・グループ）の立上げが含まれる。

2024年、イノベーション・プロジェクト・ポートフォリオは簡素化され、様々な分野における戦略的方向性及び事業の優先事項の両方に沿うように継続的に調整された。これは、価値の創出、持続可能性及び拡張性の観点から、資源を厳選し、最も適切なイニシアチブに配分するための慎重なプロセス通じて行われ、ネットワークの開発、デジタル化及びレジリエンス、柔軟性、再生可能発電のための新技術及び新しいサービスを可能にするモデル、エネルギー貯蔵のための革新的なシステム、安全性を支援するソリューション、業務効率及び収益性を改善するための人工知能に基づくデジタルソリューションの開発、顧客の電化のためのソリューション、顧客のエンゲージメントのための新しいプロセス及びツール、並びに革新的なサービスモデルに焦点が当てられた。2024年度中、新たなソリューションを検証するために67件の概念実証が開始され、大規模な実装に向けて21件の革新的なソリューションが事業によって特定された。

知的財産

エネルの知的財産ポートフォリオ（以下「IP」ともいう。）には、持続可能な成長のために機能する一連の情報が含まれており、これらの情報は、IP規制の下で保護及び価値化されるオープン・イノベーション・エコシステム内で生成される。

2024年、エネルは、知的財産管理組織手続内において、知的財産権の生成と活用を管理するためのプロセスを統合し、さらに効率化した。この手続は、人的資本をIPの創造において不可欠な要素であると捉え、従業員の創造プロセスへの参加を奨励し、従業員が全ての発明の戦略的重要性に対して責任を持てるようにすることを目的としている。

エネルは並行して、上述の組織手続が定める知的財産権の管理のためのデジタルプロセスの設計を進めた。エネルの特定のニーズに沿った独自のデジタルツールの使用により、事業戦略に基づく知的財産権の合理化、当グループのIPポートフォリオ全体の状況及びエネルの革新的なエコシステム内で開発された発明から生じる知的財産権の体系化の両方の報告及び継続的な監視が可能となり、それにより手続の透明性及び内部プロセスの信頼性が向上した。

2024年12月31日現在、当グループは、183の特許ファミリーに属する産業発明に関する503件の特許・特許出願を保有しており、このうち265件に特許が付与されている。また、17件の実用新案及び184件の意匠登録を保有している。

特許、実用新案及び意匠のほか、知的財産権には著作権、データベースに関する独自の権利及びノウハウも含まれる。商標については、当グループは1,831件の商標登録・商標出願を保有しており、このうち1,709件が既に登録されている。

デジタル化

デジタル変革は、環境、社会及びガバナンスに関する持続可能性目標を達成するための戦略的柱の１つである。デジタル技術は、環境への影響を軽減し、全てのステークホルダーにとって共通の価値を生み出す上で中心的な役割を果たしている。

デジタル化により、自然資源の利用を最適化し、温室効果ガスの排出量をリアルタイムで監視し、配電及び電力の消費のスマートな管理のためのソリューションを実施することが可能となる。同時に、デジタル化は、社会的包摂性の促進、サービスへのアクセスの向上及びエネルが事業を行う地域におけるデジタルスキルの開発支援のための基本的なツールを提供する。

エネルは、人工知能等の先進的なデジタル技術を引き続き採用し、これらを業務プロセス及び管理プロセスに統合することで、効率性、効果性及びレジリエンスを向上させ、バリューチェーン全体及び作業方法に影響を与えている。エネルは、デジタル変革プロセスが持続可能であることを確保し、公正で責任ある未来を保証することにコミットしている。これは、技術の設計において倫理的なアプローチを採用し、持続可能なデジタルインフラに投資し、また、デジタル分野においても循環型経済を促進することを意味する。この目的のため、エネルは、設計から実行までのデジタルプロセスの全てのフェーズにおいて持続可能性を統合し、それぞれのイノベーションが気候変動との闘い及びグローバルコミュニティの生活環境の改善に積極的に貢献できるよう努めている。

サイバーセキュリティ

デジタル変革の時代において、サイバーセキュリティは、ますます高度化するサイバー脅威並びにデータ及びITインフラ（とりわけ重要なもの）のセキュリティを保証するための厳格な措置の採用を義務付ける法律及び規制が特徴的な環境下で、事業の正常な運営を確保する上で重要な役割を担っており、これらの措置に違反した場合には、多額の罰金や刑事罰を科されることになる。このようなシナリオにおいて、サイバー脅威に対抗し、国家の重要なインフラの保護及びレジリエンスを強化するためには、公共部門及び民間部門の間の協力が不可欠となる。これらの課題に対処するため、明確で共有された戦略の定義、リスクの継続的な特定及び評価、適切な予防措置の実施及びサイバーインシデントへの対応を可能にする、体系的かつ積極的なアプローチを採用し、また、サイバーセキュリティの文化を創造する必要がある。

サイバーリスクを監視及び管理するために、エネルは、サイバーセキュリティの運用モデルを定義し、これを当グループの最高情報セキュリティ責任者（CISO）に委託している。このモデルは、事業ユニットとのシナジーを可能にし、サイバー戦略の定義、関連する規制の遵守の監視及び調整、当グループの環境を保護するためのセキュリティソリューションの設計、技術及びプロセス上の統制を通じた「リスク態勢」の監視、サイバーインシデントの予防、管理及び対応を確保できるよう設計されている。グループCEOが委員長を務め、CEO直属の役員で構成されるサイバーセキュリティ委員会は、グローバルなサイバーセキュリティ戦略を承認し、その実施を監視する。加えて、サイバーリスクの緩和のために実施されるイニシアチブは、当グループが事業を展開している全ての法人及び国の主要な執行機関及び統制機関による継続的かつ詳細な分析の対象となる。

2017年に採択されたサイバーセキュリティ・フレームワークは、IT（情報技術）、OT（操作技術）及びIoT（インターネット・オブ・シングス）環境に横断的に適用される、サイバーセキュリティ管理のための原則及び運用プロセスを定めている。24時間365日体制で活動するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）はその重要な要素であり、同チームは高度なデータ監視及び相関システムを通じてサイバーインシデントを積極的に管理し、対処している。2024年、CERTは、潜在的に中高程度の影響を及ぼすと分類された31件のサイバーインシデントに対応した。潜在的に重大と分類されたものはなかった。以下の表は、2024年に記録されたサイバーセキュリティ事象の件数を示している。

	2024年
情報セキュリティ侵害の総数(5)	-
当グループに影響を及ぼす侵害により影響を受けた顧客、消費者及び従業員の総数(6)	-

(5) KPIの「情報セキュリティ侵害の総数」に記載されている数値は、潜在的に重大なレベルのサイバーインシデント（「デジタル」インシデントに起因する侵害を考慮する。）に関連する。

(6) KPIの「当グループに影響を及ぼす侵害により影響を受けた顧客、消費者及び従業員の総数」に記載の数値は、潜在的に重大なレベルのサイバーインシデントの影響を受けた顧客、消費者及び従業員の数を指す。

特定された事例では、人、サービス及び資産への影響を最小限に抑えることを目的とした効率的かつ迅速な対応を可能にするために、会社レベルで定められたインシデント管理に関する全ての運用手順が発動された。

当グループがサイバーリスクの管理において採用している統合的かつ総合的なアプローチに沿って、３つの基本的な領域（すなわち、人、プロセス及び技術）において機能する様々なイニシアチブが実施されている。これは、それぞれが会社の資源の保護において重要な役割を果たしているためである。

まず、サイバーセキュリティの文化を醸成し、人間を標的とした脅威及び攻撃に対する認識を高めるために、当グループの全ての従業員に対して、必須の内容を含む、意識向上のための継続的な研修活動が推進されている。プロセスレベルでは、サイバーセキュリティのルールと原則を定義する詳細な方針、手続及びガイドラインを採用するとともに、（例えば会社のシステムへのアクセス管理と制御、サイバーインシデントの分析と管理等）設計及び適用されるセキュリティコントロール（国際基準及び業界のベストプラクティスに準拠したもの）が採用されている。最後に、サイバー脅威に対して企業資源を適切に保護するために、高度な技術ツール及びソリューションが実行されており、また、当グループの全ての環境（IT、OT及びIoT）において、脆弱性を特定し、関連するリスクを軽減するため、適切に選択された独立した外部のサプライヤーの支援を受けて、技術的なセキュリティコントロールが絶えず実施されている。

第４【設備の状況】

１【設備投資等の概要】

「第一部－第２－２ 沿革」、「第一部－第２－３ 事業の内容」及び「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

２【主要な設備の状況】

2024年12月31日現在、当グループは、1,369の再生可能エネルギー発電所（そのうちオーナーシップが1,275、スチュワードシップが94）及び280の熱電施設（そのうち原子力発電施設６）を保有しており、それらは火力、水力、地熱及びその他の再生可能エネルギー資源の施設から構成される。当グループは、配電ネットワークを所有しており、それは2024年12月31日現在で合計1,870,283.4キロメートルの電圧線（そのほとんどがイタリア、スペイン及びブラジルにおける中電圧線及び低電圧線である。）から構成される。2024年12月31日現在、当グループは、主にイタリアにおいて、純簿価約30百万ユーロの不動産を所有しており、主に事務所用建物及びその他の商業用不動産並びにこれらよりも少ないが居住用不動産から構成される。

経営陣は、当グループの重要な財産は良好な状態にあり、当グループの需要を満たすのに十分であると考えている。

３【設備の新設、除却等の計画】

上記「第一部－第４－１ 設備投資等の概要」及び「第一部－第４－２ 主要な設備の状況」を参照のこと。

第５【提出会社の状況】

１【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

（2025年６月21日現在）

授　権　株　数（株）	発 行 済 株 式 総 数（株）	未 発 行 株 式 数（株）
該当なし*1	10,166,679,946	該当なし

*1　イタリア会社法には、エスピーエーの授権株数を制限する概念は存在しない。その代わりに、授権資本金総額に対して限度額が設けられている。当社の場合、授権資本金総額の限度額は現在10,166,679,946ユーロである。

②【発行済株式】

（2025年６月21日現在）

記名・無記名の別及び額面・無額面の別	種　類	発行数（株）	上場金融商品取引所名又は登録認可金融商品取引業協会名	内容
記名式無額面株式	普通株式	10,166,679,946	ユーロネクスト・ミラノ証券取引所	１株につき１議決権
計	－	10,166,679,946	－	－

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当なし。

(3)【発行済株式総数及び資本金の推移】

（2025年５月31日現在）

年月日	発行済株式総数（株）		資本金（ユーロ）		摘　要
	増減数	残高	増減額	残高	
2016年４月１日	763,322,151増	10,166,679,946	763,322,151増	10,166,679,946	エネルに有利となるエネル・グリーン・パワーの部分的非比例会社分割に関して、2016年１月11日の株主総会で決議された有償増資に基づいて新規発行された763,322,151株の引受け

(4)【所有者別状況】

下記「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)大株主の状況」を参照のこと。

(5)【大株主の状況】

本書提出日現在、エネルの主な株主はイタリア経済財務省（MEF）であり、エネルの株式を23.585%保有している。

エネルの株主名簿における記録、CONSOBに提出されて当社が受領した報告書、及びその他の入手可能な情報に基づくと、2025年５月14日現在、当社の株式資本の１%超の株式を有する当社の株主は、以下のとおりである。

（2025年５月14日現在）

氏名又は名称	住　　所	所有株式数（株）	発行済株式総数に対する所有株式数の割合（%）
イタリア経済財務省（MEF）	イタリア、ローマ、ヴィア・ヴェンティ・セッテンブレ 97	2,397,856,331	23.585
ブラックロック・インク*	アメリカ合衆国、ニューヨーク州、ニューヨーク、55 イースト 52 ストリート	510,695,227	5.022
シンガポール政府	C/O、シンガポール、キャピタル・トウ、37-01、ロビンソン・ロード	165,436,471	1.727
ノルウェー政府	ノルウェー、オスロ、バンクプラッセン２、私書箱 1179	133,081,648	1.309
イタリア銀行	イタリア、ローマ、ヴィア・ナツィオナーレ 91	129,023,456	1.269

*非裁量的な資産運用の目的で間接的に保有している。

２【配当政策】

概要

イタリア法に従い、エネルによる年間配当は、エネル取締役会の決議に基づき、該当する各年度について非連結ベースで、エネルの分配可能な利益及び準備金から支払われる。

かかる決議はいずれも、エネルの財務書類の承認のために当該事業年度の終了後180日以内に招集される定時株主総会において、エネルの株主により承認されなければならない。

下表は、過去３事業年度に分配された配当総額を示している。

	配当金 （百万ユーロ）	１株当たり配当金 （ユーロ）
2022年度	3,861	0.38
2023年度	4,064	0.40
2024年度	4,367	0.43

2025年５月22日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2024年12月31日に終了した事業年度について、総額約4,778百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.47ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.215ユーロ、総額で2,186百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）。普通株式１株当たり0.215ユーロの中間配当は、2025年１月21日の営業終了時現在の登録株主に対して、2025年１月22日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.255ユーロの年間配当は、2025年７月22日の営業終了時現在の登録株主に対して、2025年７月23日に支払われる予定である。

支払準備金

当社による年間配当の支払は、取締役会により提案され、定時株主総会において株主の承認を得ることが必要とされる。いずれの年度においても、当社の非連結ベースでの純利益から配当が支払われる前に、当社の法定準備金が少なくとも当社の発行済株式の５分の１に達するまでは、かかる純利益の５％に相当する額が法定準備金に割り当てられなければならない。累積損失の結果として当社の資本が減少した場合、配当は資本が回復するまで支払われないか、又はかかる損失の金額分、減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限には服するが、中間配当の分配を認めることができる。

償還及び時効

エネルにより宣言された年間配当はいずれも、適用のある法令に従って支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づき払われた年間配当について、かかる配当を善意で受領した場合には、これをエネルに対して返還する必要はない。支払可能日から５年以内に受領されなかった配当は、エネルの利益のために没収され、準備金に加えられる。

支払方法及び支払時期

エネルが宣言した配当は、1998年６月24日付け法令第213号並びに2008年２月22日付けイタリア銀行及びCONSOB規制に従い、モンテ・ティトーリ又は仲介機関が各株主の指示のもとで株式を預託しているその他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて、各株主に対し支払われる。

配当方針

株主配当：エネルは、簡潔で予測可能かつ魅力的な配当方針を、計画により対象とされた期間（2025年－2027）実施する。配当方針は上方修正され、0.46ユーロの新たな固定最低年間DPSが設定され、グループ通常純利益の70%相当までさらに増配する可能性が追加された。

租税

本書の「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

3【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの概要】

経営の概要

エネル・エスピーエーは、電力及びガスセクターにおいて、とりわけヨーロッパ、ラテンアメリカ及び北米を中心に世界を主導する組織の１つである多国籍企業グループの親会社である。当年度末現在、エネル・グループは、各大陸にわたる41の国において業務を展開しており、正味設備容量約81GWからエネルギーを生産し、約1.87百万kmのネットワークにより配電を行っている。エネル・グループは、当年度末日現在、世界中に約68.5百万のエンドユーザーを有しており、ヨーロッパの事業者で最大の顧客基盤を有する。

所有構造

1999年以降、エネルは、イタリア証券取引所、ボルサ・イタリアーナにより組織運営されているユーロネクスト・ミラノ証券取引所に上場しており、株主数はイタリアの全会社中トップクラスである（個人及び機関の投資家を合わせて約600,000）。エネルの株主には、最も重要な国際的な投資ファンド、保険会社、年金基金及びエシカルファンドが含まれており、エネル及びエネル・グループにより透明性及びコーポレート・ガバナンスについて国際的なベストプラクティスが実施されている。

また、2025年４月現在、エネル・グループには、他に９の上場会社（その株式はブラジル、チリ、ペルー、スペイン及び米国の証券取引所にそれぞれ上場されている。）が含まれている。

コーポレート・ガバナンス・モデル

エネルのコーポレート・ガバナンス構造は、コーポレート・ガバナンス・コード(1)に規定された原則を遵守しており、当社は、「非集中所有型」の「大企業」(2)としてコーポレート・ガバナンス・コードを遵守するとともに、国際的なベストプラクティスにならっている。

(1) コーポレート・ガバナンス・コードとは、コーポレート・ガバナンス委員会（アビ、アニ、アソジェストーニ、アソニム、ボルサ・イタリアーナ及びコンフィンデュストリアにより推進される。）により2020年１月に承認されたイタリアのコーポレート・ガバナンス・コードをいう。コーポレート・ガバナンス・コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト（https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020-eng.en.pdf）上で閲覧可能である。
(2) コーポレート・ガバナンス・コードにおいて、「大企業」は過去３暦年それぞれの最終取引所営業日において時価総額が１十億ユーロを上回った企業、「集中所有型企業」は定時株主総会において行使可能な議決権の過半数を単一の株主（又は株主間の議決権行使契約に参加する相対多数の株主）が直接又は（子会社、受託者若しくは第三者を通じて）間接的に保有している企業と定義される。

エネルが採用するコーポレート・ガバナンス制度は、当グループの事業活動の環境的・社会的適合性及びかかる活動を行う上で関連するステークホルダーの利益を十分に検討するという当然の必要性の両方を考慮に入れて、株主のために長期的な価値を創造しようと努めており、持続可能な成功(3)という目標を達成することを目指している。エネルが採用し、本書に記載されているコーポレート・ガバナンス制度は、事業活動の遂行及び企業戦略の追求に機能するものである。

(3) コーポレート・ガバナンス・コードの規定によれば、「持続可能な成功」とは、会社に関連するその他のステークホルダーの利益を考慮しつつ、株主の利益のために長期的価値を創造するための取締役会の行動を導く目的である。

イタリアにおいて上場会社に適用される現行の法的枠組みを遵守し、当社の組織構造は、以下が含まれる。

・当社の経営に対して責任を負う取締役会は、(ⅰ)取締役会の機能の適切な内部配分を確保するために予備的、積極的かつ助言的な機能を有する取締役会委員会、並びに(ⅱ)法律及び特定の社内手続によって定められた機能を遂行する関連当事者委員会を設置した。
・法定監査役会は、(ⅰ)当社が法律及び定款の遵守並びに当社の業務を遂行する上で適切な経営原則の遵守、(ⅱ)財務及び非財務情報開示のプロセス並びに当社の組織構造、内部監査制度及び管理会計制度の適切性、(ⅲ)単体及び連結財務書類の監査、サステナビリティ報告の保証業務並びに外部監査法人の独立性、そして(ⅳ)コーポレート・ガバナンス・コードに規定されたコーポレート・ガバナンスのルールが実際にどのように実施されているかを監視することに対して責任を負う。
・株主総会は、定時総会又は臨時総会において、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)会社の合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行を決議するために招集される。

会計の外部監査は、適切な登録簿に登録され、法定監査役会による理由を付した提案を受けて株主総会により選任された専門会社に委任される。

2024事業年度においては、同じ外部監査法人（KPMGエスピーエー）が、エネル・グループの連結サステナビリティ報告に関する保証業務を実施した。

統制及びリスクシステム

リスク統制システムの主な要素	確認の有無
内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定する文書の存在	確認された
取締役会により承認された「監査」機能の委任の存在	確認された
リスク管理業務及び法務リスク及びコンプライアンス違反リスクの監視を担当する特別な組織構造の存在	確認された
明確化された戦略目標に沿った事業管理に伴う事業リスクの適合性の年次評価	確認された
具体的な遵守プログラム（231モデル、腐敗ゼロ・トレランス、人権ポリシー等）の作成	確認された
「危機管理」事態（すなわち、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合等）において会社の適切な管理を確保するための非常事態計画の作成	確認された

取締役及び役員の補償

イタリア法に基づき、会社は、取締役及び役員それぞれの職務の遂行に関連して発生した全ての弁護士費用、その他の費用及び損害賠償の金額を補償することができる。

1996年及び1998年にエネルの株主総会で承認された決議に従い、エネルは、取締役及び法定監査役がその職務の遂行に関連して関与する可能性のある刑事訴訟手続、又はその職務の遂行に関連して犯した税務違反に対する過料の適用に関する手続に関して発生した全ての弁護士費用を提供又は返済し、当該過料の負担を引き受けるものとする。かかる決議に従い、エネルの取締役又は法定監査役が、(ⅰ)最終判決により確定した故意若しくは重過失又は(ⅱ)当社に不利益をもたらす行為の結果、刑事又は税務上の違反行為により発生した弁護士費用、その他費用及び過料については補償又は返済しない。1998年のエネルの株主総会で承認された上記の決議に従い、エネルはまた、取締役及び法定監査役に対して、国内団体交渉協約第15条第１項に定める補償を付与する。本書提出日現在、当該利害関係者がその職務の遂行に関連して第三者に対して負う民事上の責任は、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除き、当社が負担する。

上記に基づき、エネルの取締役会会長及び最高経営責任者の経済的取扱い及び法的取扱いを規定する決定は、それぞれの職務並びに子会社、関連会社又は第三者である会社若しくは法的主体において有する他の職務（もしあれば）（当該職務を当グループのために又は当グループの利益のために有している場合）に関連する司法手続又は行政手続の場合に、当社が保護措置を講じることを定めている。ただし、最終判決により確定した故意若しくは重過失である場合、及び／又は当社に明白かつ立証可能な損害を及ぼす行為である場合を除く。

さらに、エネルの役員に関しては、適用される国内団体交渉協約に基づき、当社は、(ⅰ)役員が負担した第三者に対する民事責任、及び(ⅱ)役員の刑事訴訟手続への関与に関連する全ての弁護士費用を負担する。いずれの場合も、役員の職務遂行に関連して、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除く。

エネルはまた、主要保険グループと基本契約を締結しており、エネルの取締役、法定監査役及び役員は、「取締役及び役員保険」（又はD&O）を購入することができ（また購入済であり）、特に、自らの職務に関連する法的手続及び請求並びにその結果生じる当社又は第三者への損害賠償が補償されるが、自らの重過失の場合を含む、故意の場合を除く。この点において、エネルの取締役又は法定監査役の保険は、当社が直接支払うグローバル保険料に含まれる役員保険に代わり、自費で加入している。

上記に関して、2024事業年度中、エネルの取締役及び戦略的責任を負う役員に対して、それぞれの職務を遂行する上で生じた違法行為又は過失による損失を補填するための補償は行われていないことに留意されたい。

① 所有構造

1. 所有構造

1.1 株式資本構造

当社の株式資本は、定時株主総会及び臨時株主総会のいずれにおいても完全な議決権を有する普通株式のみから構成される。本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、同数の無額面の普通株式で構成され、ボルサ・イタリアーナが組織運営する証券取引所ユーロネクスト・ミラノ市場に上場されている。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３％を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.59%
ブラックロック・インク	5.02%

詳細は、「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)　大株主の状況」を参照のこと。
当社の知る限り、エネルの株式に関して、統一財務法(4)において定義される株主間の合意は存在しない。

(4) 統一財務法とは、1998年２月24日付け法令第58号（その後の改正及び補足を含む。）をいう。

当社は、エネルの定時株主総会において過半数の取締役を選任するために十分な議決権をこれまで有してきた経済財務省による事実上の統制に服している。もっとも、当社は会社組織に与えられた任務及び責任の構造に従い、経営上の意思決定を完全に独立して行っているため、経済財務省はいかなる形でも当社の経営にも調整にも関与しない。このことは、企業の経営及び調整に関するイタリアの民法上の規定がイタリア政府には適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に移行された。）の第19条第６項の規定によって確認される。

1.3 株式所有及び議決権の制限

民営化に関する法的枠組みの規定を実施するため、当社の定款は、政府、公的機関及びそれらの支配下にある者を除き、いずれの株主も、直接的及び／又は間接的に、エネルの株式資本の３％超に相当する株式を所有してはならないと規定している。

上述の３％の制限を超過して所有した株式に関する議決権は行使できず、株式所有の制限により影響を受けるそれぞれの当事者が有していたはずの議決権は、関係する株主らからの事前の共同での指示がない限り、比例して削減される。これが遵守されない場合、上述の制限を超過する議決権行使がなければ必要多数に達しなかったことが判明すれば、株主総会で可決された決議は裁判所で効力を争われる可能性がある。

民営化に関する法的枠組み（その後の改正を含む。）に基づき、公開買付けが実施されて、公開買付者が、取締役の選任及び解任に関する決議の議決権を有する株式資本の少なくとも75%に相当する株式を保有する結果として、３％の制限が超過される場合には、株式所有及び議決権の制限に係る定款の規定は効力を失う。

エネル株式の譲渡に関して、当社又はその他担保権者の事前の承認を得る必要があるというような制限はない。

1.4 イタリア政府の特別権限

エネルは、他のグループ会社とともに、2012年３月15日付け法令第21号（改正の上で2012年５月11日付け法律第56号に移行され、その後改正及び統合された。）第２条に基づき、国益にかなう戦略的資産を保有しているため、戦略的分野におけるイタリア政府の特別権限についての法的枠組み（同じく法令第21/2012号及び関連する施行規則に規定される。）の適用を受ける。

1.5 従業員の株式保有：議決権行使の仕組み

統一財務法によれば、上場会社の定款において、従業員である株主の委任状による議決権の行使を簡略化することを目的とした規定を定めることにより、株主総会における意思決定プロセスへの彼らの参加を促進することが推奨されている。

この点に関連して、1999年以降、エネルの定款は、当社及びその子会社の従業員株主のうち、適用ある法律の下で課せられた要件を満たす持株会と関連する者からの委任状の回収を簡略化するため、代理人と随時合意された条件及び方法に従い、持株会が通信及び委任状回収のための場を利用することができることを明確に規定している。

2008年３月、当社は、エー・ディーアイ・ジー・イーと呼ばれる従業員持株会（エネル・グループの従業員持株会であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディベンデンティ・グルッポ・エネル）が設立されたことを伝えられた。この従業員持株会は、統一財務法に規定された要件を満たしており、そのため、上記の定款の規定に服するものである。

1.6 取締役の選任及び交代並びに定款の変更

取締役の選任及び交代を定める規則は、下記「選任、交代及び非常事態計画」において検討される。

定款の変更に適用される規則に関しては、臨時株主総会が、法律に規定された適切な多数決に従って決議する。

もっとも、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関する全ての決議を取締役会の権限としている。

・完全保有又は少なくとも90%を保有する会社の吸収合併及びかかる会社の会社分割
・従たる事務所／支店の設立又は閉鎖
・当社を代表する権限を持つ取締役の選定
・１名又は複数名の株主が退いた場合の株式資本の減少
・定款を適用ある法律の規定と合わせること
・イタリア国内の別の場所への本店の移転

1.7 増資及び株式買戻しを行う権限

本書提出日現在、取締役会は増資することは授権されておらず、また、利益分配型金融商品の発行も授権されていない。

なお、2024年５月23日に開催された定時株主総会において、2023年５月10日の定時株主総会の承認（エネルはこれに基づいて、2023年中及び2024年１月に、合計4,200,000株の自己株式を購入した。）を事前に取り消した上で、取締役会は、当社株式500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）及び支出額２十億ユーロを上限として、自己株式の取得及びその後の処分につき授権された。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間認められており、取得した自己株式の処分については、期限は設けられていない。さらに、この株主総会では、取締役会の提案に基づき、当社の自己株式の取得及び処分の目的及び条件を定め、とりわけ買取価格の決定手順及び買取オペレーションの実施の業務手続を定めた。

上述の株主総会による承認及びその後2024年７月25日に承認された取締役会決議に基づき、エネルは、イタリア民法第2359条に従ってエネル及びその子会社の経営陣を対象とした2024年長期インセンティブ・プラン（以下「LTIプラン」という。）に対応するための買戻計画を策定した。2024年９月16日から2024年11月８日までの期間に実施したかかる計画の実行に伴う取引により、当社は合計2,900,000株の自己株式を購入した。したがって、既に保有していたエネル自己株式10,085,106株を考慮し、また、2020年LTIプラン及び2021年LTIプランの受益者に対して2024年９月５日に払い出したエネル株式905,436株を勘案すると、本書提出日現在、エネルは株式資本の約0.12%に相当する12,079,670株の自己株式を保有している。

1.8 支配権の変更に関する条項

エネルの支配権に変更があった場合に効力を生じるか、修正されるか又は終了する、エネル又はその子会社が当事者となっている重要な契約について以下に記載している（以下「支配権の変更」事例という。）。

A）エネルとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイとのシンジケート・クレジット・ファシリティ契約

2021年３月、エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ（以下「EFI」という。）は、銀行団との間で、最高額10十億ユーロのクレジット・ファシリティ契約を締結した。2022年５月及び2024年３月、エネル、EFI及び同貸付銀行団は、かかるクレジットラインを3.5十億ユーロ増額し、かかる追加分は2026年５月まで使用できるようにすることを主な目的とした特定の修正・改定契約を締結したが、10十億ユーロの主たるトランシェは2026年３月に期間満了となる。2024年12月現在、本クレジット・ファシリティ契約は使用されていない。

また、2020年10月、エネルは銀行団との間で、１十億ユーロ相当の「持続可能性連動ローン」型のクレジット・ファシリティ契約を締結した。2024年12月現在、2026年10月に期間満了となる上記クレジット・ファシリティ契約は、全額使用済みである。

上記の各クレジット・ファシリティ契約については、エネルに関する「支配権の変更」事例(5)が発生した場合、銀行団に属する銀行はそれぞれ、契約条項の再交渉を提案し、又は契約を解除する意向を通知することができるものとみなされる。

(5) なお、このような契約の目的上、「支配権の変更」事例には、エネル又はその子会社が、貸付銀行団の見解では当グループの財務の信頼性が大幅に損なわれる方法で当グループの資産の大部分を当グループ以外の当事者に（合併という手段を含めてであっても）譲渡する事態が含まれる。

銀行団に属する銀行１行以上との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又はかかる銀行１行以上が契約を解除する意向を通知してきた場合、

－エネル及びEFIは、個々のケースに応じて、受け取った融資金を返済した上で、該当する各銀行が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－該当する各銀行は、提供した融資金の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

銀行団に属する銀行のいずれもが契約条項の再交渉を提案しないか又は契約を解除する意向を通知しない場合は、上記の融資コミットメントは当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

B）エネル及びエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーのクレジット・ファシリティ契約

2022年９月、エネルは保証人として、その子会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー（以下「EFA」という。）とともに、デンマーク輸出金融基金であるEKF（以下「EKF」という。）(6)及び主幹事金融機関に任じられたシティとの間で、最高額を800百万米ドルとする「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。2024年12月現在、2034年５月に期間満了となる当該クレジットラインは全額使用済みであり、債務残高は760百万米ドルと同額であった。

(6) なお、EKFは組織再編を経て、2023年にデンマーク輸出投資基金（EIFO）に統合された。

かかるクレジット・ファシリティ契約に関連して、EFAに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、EKF又は本クレジット・ファシリティ契約の条項に基づき貸付人となる銀行、金融機関若しくはその他の事業体（いわゆる「貸付人」）は、本クレジット・ファシリティ契約を解除し、提供した金額の早期返済を要求することが想定されている。

エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、貸付人は、契約条項の再交渉を提案するか又は契約を解除する意向を通知することができる。

貸付人との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又は貸付人が契約を解除する意向を通知した場合、

－EFAは、受け取った融資金を返済した上で、貸付人が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－貸付人は、提供した金額の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

貸付人が契約条項の再交渉を提案せず、また、契約を解除する意向を通知しなかった場合は、クレジット・ファシリティ契約は、当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

C）バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2021年10月、エネルはバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニー（以下「バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDAC」という。）との間で、約349百万米ドルの「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。2024年12月現在、2025年10月に期間満了となる当該クレジット・ファシリティは全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

かかるクレジット・ファシリティ契約に関連して、エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACは、契約条件の再交渉を提案するか、又は契約を解除する意向を通知することができることが規定されている。

契約条件の再交渉が成立しなかった場合、又はバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約を解除する意向を通知した場合、エネルは受け取った金額を違約金なしで返済するものとする。

バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約条件の再交渉を提案せず、また契約を解除する意向を通知しなかった場合は、当該融資契約は、当初合意された条件に従い、完全に効力を有する。

D）ウニクレディト・エスピーエーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2023年11月、エネルはウニクレディト・エスピーエー（以下「ウニクレディト」という。）との間で、総額最高1.5十億ユーロの「リボルビングSDG連動」型クレジット・ファシリティ契約を締結し、同時に(ⅰ)2019年10月に締結された総額１十億ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約及び(ⅱ)2022年７月に締結された総額350百万ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約を解約した。2024年12月現在、2026年11月に期間満了となる上記クレジット・ファシリティ契約は、使用されていない。

かかるクレジット・ファシリティ契約に関しては、エネルに関する支配権の変更が発生した場合、かかる支配権の変更について、ウニクレディトに適時に通知しなければならないと規定されており、ウニクレディトは、かかる支配権の変更によってリボルビング・クレジット・ファシリティ契約に基づく債務をエネルが履行する能力に悪影響が生じる可能性があると判断した場合は、提供された利用可能資金をエネルが使用することを禁じ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求することができる。

E）エネル・プロデュッツィオーネへのEIBの融資

2007年６月、再生可能エネルギー及び環境保護の分野での投資を拡大させるために、子会社であるエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー（以下「エネル・プロデュッツィオーネ」という。）は、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）との間で、最高450百万ユーロの融資契約を締結し、400百万ユーロが銀行保証付で実行された。2024年12月現在、2027年７月に期間満了となる本融資の残高は80百万ユーロ相当であった。

かかるローン契約に関しては、エネル・プロデュッツィオーネ及びエネルの両社とも、自社の支配権に変更が生じた場合にはEIBに通知することが義務付けられること、及びEIBはかかる支配権の変更がエネル・プロデュッツィオーネの銀行に対する金融債務に及ぼし得る影響について、エネル・プロデュッツィオーネと協議できることが規定されている。また、EIBは、関連する所有構造の変更によってエネル・プロデュッツィオーネ又はエネルの財務状況に悪影響が生じ得ると考える理由がある場合は、追加保証の差入れ、本融資契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。エネル・プロデュッツィオーネが提案された措置を受け入れない場合は、EIBは単独で当該融資契約を終了させることができる。

F）イー・ディストリブッツィオーネへのEIBの融資

2006年11月、子会社であるe・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー（以下「イー・ディストリブッツィオーネ」という。）は、電力網の効率性を改善するプロセスの展開を目的として、EIBとの間で600百万ユーロ相当の融資契約を締結した。このうち200百万ユーロ分はエネルの保証が付され、残る部分は銀行保証が付される。2024年12月現在、2026年12月に期間満了となる本融資の残高は80百万ユーロ相当であった。

かかる融資契約に関しては、エネルに関する「支配権の変更」があった場合、EIBは、イー・ディストリブッツィオーネへの本融資に関する条件を変更すべきかを判断するために新たな状況を検討することとなっている。

さらに、イタリア国内の先進的な電力測定システムに関する融資取引として、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で、エネルの保証が付された以下の融資契約を締結したことに留意されたい。

－2017年７月に、500百万ユーロの融資契約を締結し、2032年９月、2033年５月及び2033年10月にそれぞれ期間満了となるトランシェに分けて実行された。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約391百万ユーロであった。

－2018年７月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2034年６月に期間満了となる１つのトランシェにより実行された。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約216百万ユーロ相当であった。

－2019年11月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2035年３月に期間満了となる１つのトランシェとして融資された。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約239百万ユーロ相当であった。

また、イタリア国内の配電網の機能向上、修理及び近代化に関するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で以下の融資契約を締結した。

－2021年６月、エネルの保証が付された300百万ユーロの契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2036年７月及び2036年12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2022年７月、エネルの保証が付された300百万ユーロ相当の契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年８月に期間満了となる１つのトランシェにより実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

2023年から2024年にかけての第２世代スマートメーターのイタリア国内への設置及び必要なインフラ整備に関連するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネは、2023年９月、EIBとの間で、エネルの保証が付された500百万ユーロの融資契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

また、2024年11月、イー・ディストリブッツィオーネは、イタリアの配電網の強化、修理及び近代化に関するプロジェクトの実施を目的として、EIBとの間で、250百万ユーロと同額の融資契約を、同EIBが供与する500百万ユーロを上限とするより多額の融資の一部として、締結した。2024年12月現在、この250百万ユーロの融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記の各融資契約に関して、イー・ディストリブッツィオーネは、自社の支配構造及び親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けられている。かかる通知後、EIBは、かかる変更が同イー・ディストリブッツィオーネのEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、イー・ディストリブッツィオーネと協議することができる。かかる協議の要請を受けて、EIBは、追加保証の差入れ、融資契約内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配権の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

G）ラテンアメリカにおける持続可能な投資プログラムのためのEIBの融資

ラテンアメリカにおける一定の持続可能な投資の実施に関連して、約900百万ユーロの以下の融資契約が締結された。

－2022年６月、子会社のエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーがEIBとの間で200百万米ドル相当の融資枠契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年９月及び2038年４月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2022年８月、子会社のエネル・チリ・エスエーがEIBとの間で294百万米ドル相当の融資枠契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年10月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2023年７月、子会社であるエネル・チリ・エスエーはEIBとの間で200百万米ドルの融資枠契約を締結した。2024年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2038年７月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2023年12月、子会社であるエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーはEIBとの間で100百万米ドルの融資枠契約を締結した。2024年12月現在、本融資は90百万米ドルが2039年５月に期間満了となる１本のトランシェで使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記融資枠契約に基づく融資は、トランシェに分けて実行され、各トランシェには、エネル及び／又はその他の保証人による保証が付される。保証契約に基づき、保証人は、影響を及ぼす可能性のある支配権の変更があった場合にこれを通知する義務を負う。

この融資枠契約は、借入人に対し、自社の支配構造又は親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けている。このような通知があった場合、EIBは、かかる変更が借入人のEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、借入人と協議することができる。かかる協議を要請した後、EIBは、追加保証の差入れ、融資枠契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配構造の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

H）イー・ディストリブッツィオーネに対するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティの融資

2009年４月、電力網の効率性を高めるプロセスの開発を目的として、イー・ディストリブッツィオーネは、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエー（以下「CDP」という。）との間でエネルの保証が付された800百万ユーロの融資枠契約を締結した。2011年、両当事者はかかる融資枠契約について、２度の延長に合意し、総額は1,340百万ユーロに達した。2024年12月現在、2028年12月に期間満了となる本融資の残高は約357百万ユーロ相当であった。

この契約は、CDPとエネルとの間で締結された保証契約にも裏付けされている。この保証契約の下で、エネルは前述の融資の保証人として、(ⅰ)イー・ディストリブッツィオーネの株式資本について同社に対する支配権を失うこととなり得るような変化が発生した場合、並びに(ⅱ)イー・ディストリブッツィオーネ及び／又はエネルの純資産、経済、財務又は業務の状況又は見通しが大幅に悪化した場合には、CDPにその旨通知する義務を負っている。かかる状況のいずれかが発生した場合は、イー・ディストリブッツィオーネにおいては、CDPから受けた融資を直ちに返済する義務が発生することがある。

1.9 取締役としての関係の早期終了に際して取締役に支払う報酬（公開買付けの場合を含む。）

エネルの最高経営責任者（ジェネラル・マネージャーを兼任している。）に対する報酬パッケージには、退任時の退職補償金が含まれている。これは、正当な理由のある辞任又は正当な理由のない取消及び／若しくは解任によって取締役関係が早期に終了する場合に付与される。

かかる支払に関する詳細は、適用ある法律の規定に従って当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている2025年度の報酬方針及び2024年度の支払報酬に関する報告書の第１セクションを参照のこと。

公開買付けの結果として取締役関係が終了した場合、特に補償は支払われない。

② コーポレート・ガバナンス・コードの勧告の実施及び追加情報

1. 取締役会

1.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在、現在有効な取締役会は、2023年５月10日の定時株主総会において選任された以下の９名の取締役から構成されていた。

・パオロ・スカローニ、会長
・フラビオ・カッタネオ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・ヨハンナ・アルビブ
・マリオ・コルシ
・オルガ・ククルッロ
・ダリオ・フリジェリオ
・フィアメッタ・サルモーニ
・アレッサンドラ・スタビリーニ
・アレッサンドロ・ゼヘントナー

パオロ・スカローニ、フラビオ・カッタネオ、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、フィアメッタ・サルモーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーは、株主である経済財務省（当該時点で当社株式資本の約23.59%を保有）により提出された候補者名簿（株主総会で株式資本の多数（約49.10%）の票数を得た。）から選任され、一方、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ及びアレッサンドラ・スタビリーニは、24の資産運用会社及びその他の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社株式資本の約1.86%を保有）により提出された候補者名簿（同株主総会で株式資本の少数（約43.50%）の票数を得た。）から選任された(7)。

(7) なお、2023年５月10日の定時株主総会によるエネルの取締役会の更新に際しては、コバリス・キャピタル・エルエルピー及びコバリス（ジブラルタル）リミテッドが、当該時点で合計で当社株式の約0.64%を保有する５つの投資ファンドのマネージャーとしての立場で、取締役候補者の第３候補者名簿を提出した。取締役会の任命を規定するエネルの定款に従い、この候補者名簿は株主総会で株式資本の約6.94%のみによる票数しか得られなかったため、この候補者名簿から取締役は選任されなかった。

現在の取締役会の任期は、2025年度の年次財務書類の承認をもって満了する。

上記の当社取締役の簡単な経歴は後述の「第一部－第５－３－(2)役員の状況」のとおりである。

1.2 選任、交代及び非常事態計画

当社の定款の規定に従って、取締役会は３名から９名の取締役により構成され、定時株主総会（定時株主総会はかかる制限に従って取締役会の人数を決定する。）により３事業年度を超えない任期で選任され、取締役は任期満了時に再任される資格を有する。

現行の法的枠組みに基づき、全ての取締役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性の要件を満たしていなければならない。さらに、取締役は、2014年５月22日開催の臨時株主総会により承認された定款の第14条の２に規定され、2015年５月28日開催の臨時株主総会により修正された追加の誠実性の要件を満たしていなければならない。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法の規定に従って、定款は、少数株主により選任された取締役が、選任予定の取締役数の合計10分の３に相当することを確保するために、取締役会全体の選任は候補者名簿投票制度に従って行わなければならないと規定している。端数が生じた場合には、上の単位に切り上げられる。

2016年５月26日付けの臨時株主総会は、当社定款に特別な規定を導入することを決議した。当該規定に従い、議決権の多数の票数を得た候補者名簿が、選任予定の取締役数の10分の７（端数が生じた場合には、下の単位に切り下げられる。）に達するために十分な数の候補者を揃えていない場合には、取締役会を構成するために必要な残りの候補者は、少数候補者名簿（かかる候補者名簿の候補者数が十分である場合）から指名されることとなる。

各候補者名簿には法律で規定された独立性要件（すなわち、上場会社の法定監査役に関して定められた要件）を満たす候補者が少なくとも２名含まれていなければならず、当該候補者を明記し、そのうちの１名を候補者名簿の最初に記載する。

株主総会の招集通知に記載されたとおり、３名以上の候補者を含む候補者名簿はまた、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとするが、これは、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守していることを確実にするためである。同法律は、2020年の更新以降、任命される取締役の少なくとも40%を、代表の少ないジェンダーに割り当てることを定めている。取締役会の選任手順に関して、当社定款は、この点に関し、投票後にジェンダー・バランスが達成されなかった場合に用いられる特定の修正機能（以下「スライド条項」という。）を規定している。

候補者名簿は、候補者を順番に掲載しなければならず、任期満了となる取締役会(8)、又は個人としてであれ他の株主と共同であれ、規則でCONSOBにより規定された当社の株式資本の最低割合を保有する株主が、提出することができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在、最低株式保有割合は株式資本の0.5%相当である。）。候補者名簿は、取締役会の選任を決議するために株主総会が招集される日の少なくとも25日前までに、提出者が当社の本店に提出しなければならない。かかる名簿は当社により当社のウェブサイトにおいて公表されるものとし、また、取締役会の選任についての透明なプロセスを確保するため、株主総会の日の少なくとも21日前にはエネルの本店で閲覧に供される。

(8) 法律第21/2024号の第12条は、上場会社の定款により任期満了となる取締役会が取締役候補者の独自の名簿を提出することを認める場合において適用される規律を統一財務法に定め、CONSOBに対して実施規定の策定を委ね、関係する発行会社にその定款をこれに従って変更することを求めている。2025年４月現在、CONSOBから実施規定が発行されていないため、退任する取締役会が取締役候補者の独自のリストを提示する可能性に言及する当社の定款の条項は、法律第21/2024号の第12条の規定にまだ適合していない。

候補者の個人的特性及び専門的な資格証明に関する包括的な情報を記載した報告書は、法律及び／又はコーポレート・ガバナンス・コードの適用ある規定によって求められる独立性要件を満たしていることを個々の候補者が証明する記載を（該当する場合は）添付して、候補者名簿とともに当社の本店に提出されなければならず、また速やかに当社のウェブサイト上で公開されなければならない。

選任される取締役を特定するため、議決権獲得数が当該名簿を提出するために必要な割合の半分（すなわち、本書提出日現在現在では株式資本の0.25%）に満たない議決権獲得数の候補者名簿に記載された候補者は、考慮されないものとする。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選任されなかった取締役の選任について、株主総会は、いかなる場合においても以下の点を確保して、法律により必要とされる多数決に従って決議する。

・独立性要件を満たす取締役が法律で規定された人数以上存在していること（つまり、取締役が７名以下の場合は少なくとも１名の独立取締役、取締役が７名を超える場合には２名の独立取締役を必要とする。）
・ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定の遵守

取締役の交代は、適用ある法律の規定により規制される。かかる規定に加え、定款は以下の事項を規定している。

・１名又は複数名の退任する取締役が、選任されなかった候補者も含む候補者名簿から選任されていた場合、取締役会による交代は、退任する取締役が記載されていた名簿から順番に候補者を選任することにより行われなければならない。ただし、かかる者が依然として選任される資格を有しており、かつ役職を引き受ける意思がある場合に限る。
・いかなる場合においても、退任する取締役の交代にあたり、取締役会は法律により規定される独立性要件を満たした必要な数の取締役の存在を確保しなければならず、また、ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定を遵守していることを確保しなければならない。
・株主総会で任命された取締役の過半数が退任する場合は、取締役会全体が辞任するものとみなされ、在任の取締役は、新たな取締役会を選任するため速やかに株主総会を招集しなければならない。

業務執行取締役の承継計画に関して、2016年９月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案を受けて、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の業務が通常どおり運営されることを確保するためにとられる手順を規定することを目的とした具体的な「非常事態計画」の内容を共有し、この最終更新は2024年11月であった。かかる「非常事態計画」に基づき、危機管理事例が発生した場合は、以下のとおりとなる。

・取締役会会長は、最高経営責任者との関係で以前に想定されたものと同じ制限付きで、当社の経営権限を一時的に引き受け、かかる権限及びその結果発生する業務を承認するために、遅滞なく取締役会を開催する。
・当社の所有構造を考慮して、早期に退任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により、最高経営責任者の交代に関する具体的な指示を事前に得ることが適切であるとみなされる。かかる指示は、自律しかつ独立した判断で取締役会によって評価される。取締役会が、最高経営責任者の後任としてこのように指名された候補者が、エネル・グループのような規模及び複雑さを有する事業体の経営に必要な能力及び経営経験の要件を備えていないと判断する場合、取締役会は速やかに、以下の箇条書きで示される内容と同様に、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、特別な定時株主総会を開催する。
・早期に退任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主が、退任から15日以内に当該交代について指示を出さなかった場合、取締役会は速やかに、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、特別な株主総会を開催する。
・上記で最後に言及された株主総会において候補者が提出されなかった場合、又は、株主により提出された候補者のいずれもが株主総会で株式資本の多数に達しない場合には、取締役会は速やかに、当該分野を専門としたコンサルティング・ファームのサポートを得て、まずは、最高経営責任者の役割に最も適任であるとみなされる人物を選定するための候補者リストを作成することを目的としたプロセスを開始し、かかる人物を選定し、その者を最高経営責任者として任命して、その者に適切な代表経営権限を委任する。

また、2024年12月、取締役会は、管理役職のポジションの承継にふさわしい経歴の特定及び差別化を促進することをめざした、適正な人材開発計画の存在を確認した。

さらに、2024年中には、エネル・グループの新価値観（すなわち、イノベーション、尊重、積極性、信頼、柔軟性）が定義され、従業員は自身の日常の行動及び意思決定においてこれらを取り入れるよう求められている。また、新たな市場環境における事業課題に向き合うために必要と考えられる、起業家精神を重視した新たなリーダーシップモデルの推進を目的としたプロジェクトが開始された。

また、管理職の年次承継計画及び関連する選定基準（エネル・グループの多様性及び包摂に対するコミットメントを考慮し、こうした特徴をさらに強化するもの）が確認された。この関連で、「人材管理」のプロセスは、後継者を対象とした適切な育成プロジェクト（例えば「メンタリング」、「ジョブシャドウイング」、「コーチング」等の採用及び選抜研修の推進）を定めることを目的としている。

1.3 役割及び機能

取締役会は、当社及び当グループの持続可能な成功を追求しており、当社及び当グループの戦略、組織及び統制に関するガイドラインに対して権限を有しているため、当社のガバナンス体制において中心的な役割を果たしている。その役割を考慮して、取締役会は定期的に開催され、任務の効率的な遂行を確保することに努めている。

とりわけ、法的枠組み及び取締役会自体の特定の決議（そして、特に、2023年５月に承認された決議）に従い、取締役会は、以下を行う。

・当社のコーポレート・ガバナンス制度を構築し、かかる制度が事業ニーズ及び戦略の追求に対して常に機能していることを確認するとともに、当グループのコーポレート・ガバナンス体制が適切かどうかを監視する。この観点において、取締役会が、その株式が規制市場に上場されているエネルの子会社（2025年４月現在９社）のコーポレート・ガバナンスを強化するとともに、これらの全ての会社が現地のベストプラクティスに従うことを確保することを目的としたいくつかの勧告を2015年７月に承認した（その後2019年２月にさらに統合した。）。その後、2017年12月、取締役会は、当グループのコーポレート・ガバナンス制度の基礎となる一定の原則、すなわち当グループの会社が事業を行う国々の法的枠組みに準拠し、統一的に適用できるように、取締役の利益相反及び関連当事者間取引に関する共通ルールを予備的に定めた特別ガイドライン（いわゆる「コーポレート・ガバナンス・ガイドライン」）を承認した。また、2022年10月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・ガイドラインの更新を承認した。この更新は主に、EU指令第2017/828号の施行に伴いイタリア及びスペインで採用された関連当事者取引に関する新たな規制枠組み（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）にガイドラインの内容を適合させ、また、実務経験から示唆される限定的変更を加えるために行われた。

・取締役会の内部委員会（助言及び事前対応型の機能を有する。）を設置し、その委員を選任し、また、内部規則を承認することにより、かかる委員会の機能を定義する。2023年５月10日開催の株主総会後、取締役会が、2023年６月に、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関連当事者委員会、並びにコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい（かかる委員会の構成及び責任に関する分析並びに委員会により実行された活動については、「委員会」を参照のこと。）。

・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限及び行使にあたっての手続（もしあれば）を規定し、当該権限の委譲及び剥奪を行う。2023年５月に取締役会により付与された有効な権限に従い、最高経営責任者は当社の経営についてきわめて広範な権限を付与されている。ただし、法令若しくは規制の条項又は会社定款により別段の権限を付与されているもの、又は本書に記載された取締役会の決議によって取締役会に留保されているものを除く。

・法定監査役会と同様に、最高経営責任者から、その権限を行使して実施される活動に関する情報（特別四半期報告書に要約される。）を受領する。特に、当該役職の権限を行使して実施された最も重要な取引の全て（特殊若しくは異例な取引、又は取締役会に承認が留保されない関連当事者との取引の一切を含む。）に関して、最高経営責任者は、取締役会に対し、(ⅰ)当該取引の特徴、(ⅱ)関連する当事者及び当グループ会社との関係、(ⅲ)関連する考慮事項、並びに(ⅳ)その他の関連する経済、財務及び資産プロファイルについて報告する。

・関連する委員会の分析及び提案に基づき、取締役及び戦略的責任を有する経営幹部の報酬方針について決定し、現行の法律に従い株主総会に提出して承認を得る。また、かかる方針を実施する中で、当該委員会の提案に基づき、また、法定監査役会との協議に基づき、最高経営責任者及び特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定し、経営陣のためのインセンティブ・プランの採用を決議し、現行の法律が要求する場合、これらを株主総会の承認を得るため提出する(9)。この点に関して、取締役会が2024年３月に最高経営責任者、ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2024年報酬方針及び2024/2026年LTIプランを定めた後、2024年５月23日開催の株主総会で承認されたことに留意されたい。

(9) 特に、統一財務法第114条の２第１項の規定に基づき、当社の取締役若しくは従業員又は親会社若しくは子会社の取締役若しくは従業員のための金融商品に基づく報酬制度は、定時株主総会の承認を条件とすることに留意すべきである。

・受領した情報に基づき、当社及び当グループの組織、管理及び会計構造の適切性を評価する。かかる評価は2024年３月に実施され、直近では2025年３月に実施された。
・最高経営責任者により提案された一般的な組織構造の変更について決議する。取締役会は、最も直近では2023年７月に当グループの組織構造の包括的見直しについて検討及び是認を行ったことに留意されたい。
・長期的価値の創出に関連する事項の分析結果を勘案の上、当社及び当グループの事業計画の検討及び承認を行い、その実行を定期的に監視する。それに特化した詳細なセッションで説明された2025-2027年事業計画が、2024年11月に取締役会により承認されたことに留意されたい(10)。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。
－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）
－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標についても規定した戦略合意

(10) 2025-2027年事業計画の目的については、キャピタル・マーケッツ・デーのプレゼンテーション（www.enel.comのウェブサイトで公開されている。）を参照のこと。かかる事業計画は、(ⅰ)柔軟なアプローチを維持しながらも、リスク／リターンプロファイルを最適化する選択的資本配分を通じて、価値を創造するための収益性、柔軟性及びレジリエンス、(ⅱ)キャッシュ創出の強化及び既存資産の価値を高めるための革新的なソリューション開発にあたっての、プロセス、活動及び提供ポートフォリオの継続的な最適化による効率性及び有効性、並びに(ⅲ)強固な構造を維持し、成長のために必要な柔軟性を確保し、気候変動の課題に対処するための財務及び環境の持続可能性、という従前の計画の戦略上の柱を確認するものである。

・当社及び当グループの戦略、財務書類、損益計算書又はキャッシュ・フローに重大な影響を与える取引について、関連当事者との間で実施されたもの又はその他潜在的な利益相反の性質があるものを含め、事前に検討し承認する。
特に、全ての重要な規模の金融取引（(ⅰ)当社による75百万ユーロを超える金額の借入契約の締結及び当社による社債の発行、(ⅱ)子会社による社債の発行又は借入契約の締結で、いずれも、エネルによる保証の付与が要求される場合又は取引額が300百万ユーロを超える場合、並びに(ⅲ)エネルによる子会社又は第三者のため保証を付与する場合で、いずれも、かかる保証が50百万ユーロを超える金額を対象とする場合をいう。）は、取締役会による事前承認（当社に関係する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。
さらに、50百万ユーロを超える金額の株式投資の取得及び処分は、同取締役会による事前承認（エネルが直接実施する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。
・コーポレート・ガバナンス・コードに規定された権限に従って、当社及び当グループの戦略目標に適合したリスクの性質及び水準を定めて、内部統制及びリスク管理制度の適切性についてガイダンス及び評価を提供する（当社の持続可能な成功に関連のある全ての要素を評価に含む。）(11)。特に、取締役会は、統制・リスク委員会の意見を得て、以下の事項を行う。

(11) 持続可能性関連の重要なリスク、影響及び機会を管理するための手続を監視する上での取締役会の役割及び責任に関する詳細な情報は、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。ESRSとは、2023年７月31日付け欧州委員会委任規則（EU）第2023/2772号に定める持続可能性報告基準をいう。

－当社及びその子会社に関する主なリスク（持続可能な成功のみならず、サイバー・セキュリティに関するリスク及び人工知能に内在するリスクの観点から影響を及ぼす可能性のあるリスクを含む。）を正確に特定し、適正に測定し、管理し、そして監視できるように、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定し、さらに、戦略目標に沿うように、かかるリスクの企業経営との適合性の水準を決定する。この点に関して、2013年11月、取締役会が、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを特別な文書において決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、直近では2023年12月に更新された。）。さらに、2024年11月、取締役会は、2025-2027年事業計画に規定された戦略目標に関連する主なリスクのかかる戦略目標に沿った当社の経営との適合性について評価した。

－当社の事業の特性及びリスクの種類を考慮して、内部統制及びリスク管理制度の適切性を、その有効性とともに少なくとも年に１回は評価する。2025年２月、取締役会がこの点で2024事業年度に関して肯定的な評価を表明したことに留意されたい。

－法定監査役会並びに内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役（エネルでは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告に基づき、最高経営責任者がその役割を担う。）との協議に基づき、「監査」機能の責任者が作成した作業計画を、少なくとも年に１回は承認する。この点に関して、2024年２月、取締役会が同年度の監査計画を承認したことに留意されたい。

－統制制度に関与しているコーポレート機能（「監査」機能を除く。）の判断の有効性及び公正性を高めるための手段を採用する機会を評価し、適切な専門性及び人材が備えられているか検証する。

－法令第231/2001号に基づきエネル内部に設置される監督機関（「SB」）の構成を決定する（「法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル」を参照のこと。）。

－法定監査役会との協議に基づき、監査法人がマネジメントレター（もしあれば）及びEU規則第537/2014号の第11条に従った追加の報告書において記載した結果を評価する。監査法人は2023年度の財務書類（法定及び連結の両方）に関するマネジメントレターを作成しておらず、一方で、2024年５月に取締役会が、2023年度の財務書類（単体及び連結の両方）に関して実施された法定監査活動に関する追加の報告書において監査法人が記載した結果を評価したことに留意されたい。

－最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役）が取締役会会長に従って作成した提案に基づき、指定委員会の助言及び法定監査役会との協議に基づき、「監査」機能の責任者の任命及び解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、さらに取締役会は、当該人材がその職責の遂行に十分な資質を有しているか確認する。かかる手続に従って、2024年６月、取締役会は、アンナ・スピーナを「監査」機能における責任者として任命し、同氏は現在も在任中であることに留意されたい。2014年７月から当該時点まで、かかる役職はシルヴィア・フィオリが務めていた。

・当グループの主要な会社の株主総会における議決権の行使について規定し、当該会社の取締役及び法定監査役を指名する。

・ジェネラル・マネージャーを任命し、関連する権限を付与する。取締役会は、2023年５月、フラビオ・カッタネオを当社のジェネラル・マネージャーとして任命したことに留意されたい。

・最高経営責任者から受領した情報を用いて、当社及び当グループの業績全般を評価し、設定された目標の達成を定期的に検証する。

・株主及びその他当社にとって重要なステークホルダーとの対話を最も適切な方法で推進する（株主との対話の実施方法の詳細な説明については、「エンゲージメント方針」を参照のこと。） (12)。この関連で、取締役会はとりわけ株主総会に提出する提案を策定し、実施及び計画された活動について当該総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に十分な情報をもって参加するために必要な要素に関する十分な情報を得られることを確保する。

(12) ステークホルダーの利益及び意見が戦略及びビジネスモデルにどのように考慮されているかに関する詳細な情報は、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ SBM-２に従って記載される情報も参照のこと。

2024年及び2025年の最初の数ヶ月の間に実施されたコーポレート・ガバナンス制度に関するその他の活動のうち、取締役会が以下を承認したことにも留意されたい。

・2024年11月、取締役会は、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の提案に基づき、最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任する場合において当社の適切な経営のため講じられる手段を規定することを目的とした「非常事態計画」の更新（いわゆる危機管理の想定）を承認した。

・2024年12月、取締役会は、統制・リスク委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の組織規程の一連の変更を承認した。これは、主に、企業サステナビリティ報告指令を実施した法令第125/2024号により国内法令に導入された、企業のサステナビリティ報告に関する新たな規制と、関連する内容を整合させることを目的としていた（この点については、「統制・リスク委員会」及び「コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会」の項を参照のこと。）。

・2025年４月、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第12次報告、及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会から発行体へ向けられた個別の連絡において示されたその後の勧告を検討し、当社のウェブサイト上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に詳述のとおり、エネルのコーポレート・ガバナンス制度が当該勧告の内容に十分に一致していることを確認した。

1.4 機能に係る規定

取締役会の機能については、2021年２月に取締役会自体によって承認された特定の組織規程により詳細に規定されている。同規程は特に、取締役会の任務及び構成、会長及び秘書役の任務、取締役会の会議の日程、招集、開催及び議事録の作成の手続並びに取締役会の会議中に得られた情報に関する秘密保持義務について定める。かかる規程（当社のウェブサイトで閲覧に供されている。)は、取締役会の機能に関してエネル内部で長年守られてきたベストプラクティスを具体的に記載したものであり、取締役会委員会（「委員会」を参照のこと。）の構成、任務及び機能に係る規則について定めた特定の組織規程を含むその他の規則、手続及び社内方針の内容に言及している。

特に、取締役会の会議の計画及び開催に関して、前述の規程はとりわけ以下のとおり定めている。

・取締役会は、毎年最終四半期に、翌年の会議の年間予定を承認し、定期的な会議の開催を確保する。通常、取締役会の会議は、取締役会の機能が有効に実施されることを確保するため、少なくとも毎月１回開催される。また当社は、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）規則に基づき、前事業年度末から30日以内に当社のコーポレートイベントの年間予定を公表している。

・招集通知には会議の日時及び場所、議題一覧、参加手続が記載され、電子的手段による開催も可能となっている。招集通知は、取締役及び法定監査役並びにイタリア監査院の受任審査官に対し、原則として会議開催日の５日前までに送付され、緊急の場合は、通常24時間の最低事前通知に服する。議題項目に関する書類は、通常、最も関連性の高い事項を要約した文書を添付し、原則として会議の少なくとも３日前に入手可能とする。この期間は、特に重要かつ／又は複雑な書類の場合には延長され、緊急又は進行中の取引及び単なる情報の場合と同様に短縮される。特定の場合で事前に十分な余裕をもって必要な情報を提供することができない場合、会長は、秘書役の補佐を得て、会議中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう確保する。

このほかにも、取締役が十分な情報に基づいて行動することを確保するため、(ⅰ)取締役及び法定監査役が議題に関連して自ら又は第三者のために利害関係を有する可能性がある場合、かかる利害関係に関する情報を適時かつ正確に提供する義務、(ⅱ)会長が最高経営責任者と合意の上で、１又は複数の議題の討議に関連してその出席が有用であるとみなされる、当社及び／又は当社が率いる当グループの業務執行役員並びに外部顧問又はその他の者に取締役会の会議への参加を招請する権限について規定されている。

・取締役会の会議は、取締役会会長が務め、会長が不在であるか又は支障のある場合、副会長（任命されている場合）又は最年長の取締役が議長を務める。取締役会の会議が有効であるためには、在任する取締役の過半数が出席していなければならず、決議は出席取締役の絶対多数により可決され、可否同数の場合は、議長の投票により決する。

・取締役会の決議は、取締役会秘書役（又は法律により要求される場合、公証人）が作成する議事録に記載される。議事録を記録するための手順は、議事録の作成がまず当該会議の議長に、その後、最高経営責任者、その他の取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官に共有されてコメントを求めることを想定している。コメントの期限が到来した後、議長及び秘書役が署名した議事録は、法律に基づき備置している、取締役会に係る会議及び決議の記録簿に転記される。

・取締役会の活動に関連して受領する文書及び情報について、取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官並びに取締役会の会議に参加を招請されるその他の者及び／又は関連文書にアクセスできるその他の者は、現行の法律並びに当社が採用している方針及び手続に定める秘密保持義務に従う必要がある。

1.5 取締役会の開催

以下の表は、2024年度に開催された取締役会の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	1	1	1	2	1	0	1	0	2	1

合計　12回
平均開催時間　２時間

取締役会には通常、取締役全員が出席し、法定監査役及びイタリアの監査院の受任審査官も出席した。

2024年中、議題に関する文書は、取締役会の組織規程に定められた通知期間のとおりに（すなわち原則として会議開催日の３日前までに）取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官に通例提供された。同規程の定めるところに従い、進行中の異例な取引に関してかかる通知期間の確保が不可能であった場合、会長は秘書役の補佐を得て、十分かつ詳細な情報が取締役会の会議中に提供されることを確保した。

また、2024年中、議題に関連する各種事項を担当するコーポレート機能の責任者は、常に、取締役会に出席するよう招集され、最高経営責任者の招請に応じて、議論に価値ある貢献を提供した。特に、「事務管理、財務及び統制」機能並びに「CEO室及び戦略」の責任者は、定期的に会議に出席した。「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能及び「人員及び組織」機能の責任者のみならず、「事務管理、財務及び統制」機能の「事務管理」、「M&A」及び「グループ計画及び統制」ユニット、並びに「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能の会社業務ユニットの責任者もまた、それぞれの担当分野の議題に限ってではあるが、頻繁に会議に出席した。

1.6 会長

2023年５月、定時株主総会は、パオロ・スカローニをエネルの取締役会会長として任命した。

会長は、業務執行取締役と非業務執行取締役との橋渡し役として行為し、取締役会の活動が効果的に機能するよう確保する。

この目的のため、会長は「機能に係る規定」に示された内容に沿って、特に、(ⅰ)会議前の情報及び会議中に提供された追加情報は、取締役がその任務を遂行するにあたり十分な情報に基づいて行為できるよう適切であること、(ⅱ)取締役会委員会の活動は、取締役会の活動と調整が取れていること、(ⅲ)最高経営責任者と合意の上で、議題の様々な事項に関して権限を有するコーポレート機能の責任者が取締役会に出席することにより、各取締役の要請にも応じ、それぞれの権限の範囲内における事項について適切かつ詳細な分析を行うことを確保するものとする。

さらに、会長は、全ての取締役及び法定監査役が、その選任後、在任中に、当社及び当社が率いる当グループの事業分野、企業の力学、適切なリスク管理の原則、また準拠すべき規制及び自主規制の枠組みに関して十分な知識を得ることを目的とした講習に参加できるよう確保する（この点については、「取締役会の導入及び更新」の記載を参照のこと。）。また会長は、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整を行い（その詳細は「取締役会及びその委員会の機能の評価」において説明されている。）、また、取締役会がいかなる場合でも、最初の有益な会議までに、全ての株主との間の対話の経緯及び重要な内容について、確実に情報を得られるよう計らう（「エンゲージメント方針」を参照のこと。）。

会長はまた、取締役会決議が実施されたかどうかを確認し、株主総会の議長を務め、（最高経営責任者と同様に）法的に当社を代表する権限を与えられている。

会社組織（株主総会及び取締役会）の機能に関して法律、定款及び取締役会の組織規程に定められた権限に加え、会長は、(ⅰ)取締役会に対して階層に応じて報告する対象であり、会長が監督的役割を行使する当社の「監査」機能の責任者の任命、解任及び報酬に関する取締役会への提案の策定に最高経営責任者と共同で参加し、また(ⅱ)取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンスの規則の適用において積極的かつ監督的役割を遂行するという職責も委ねられている。

また、最高経営責任者との合意及び調整により、会長は、機関及び当局との関係を維持する。

会長は、その活動の遂行において、取締役会の秘書役による補佐を受ける。取締役会の秘書役は、通常は当社の経営幹部から会社法及びコーポレート・ガバナンスに関する十分な専門知識及び経験を有する者が会長の提案に基づき取締役会自身によって任命されるが、秘書役を当社の外部から選定する場合であってもかかる要件は満たさなければならない。また、秘書役は、十分な組織体制に支えられ、コーポレート・ガバナンス制度の適切な機能実施に関連するあらゆる側面について、会長、最高経営責任者及びその他の全ての取締役に対し、公平な補佐及び助言を提供するものとする。

1.7 最高経営責任者

2023年５月に、取締役会はフラビオ・カッタネオをエネルの最高経営責任者として任命し、法令の規定、当社の定款、又は2023年５月に承認されたものを含む権限構造（かかる権限構造に基づき取締役会に留保される事項については、「取締役会－役割及び機能」を参照のこと。）に従って別途付与されるものを除き、当社の経営のためのあらゆる権限が付与された。ゆえに、最高経営責任者は、当社の経営に関する主要な責任者である。

最高経営責任者には、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役の役割も帰せられている（かかる役割に含まれる任務の詳細な記載については、当社のウェブサイトにて閲覧可能である、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。）。

エネルのエンゲージメント方針(13)（「エンゲージメント方針」参照）の規定に基づき、最高経営責任者は、当社の経営の最高責任者として、機関投資家に対応する権限を有する人物であり、機関投資家との会議において、自身に委ねられた経営権限の範囲内の事項に関して適切に説明を行う。

(13) エンゲージメント方針とは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を実施するために当社が採用した、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者全般との対話の管理方針をいう。

最高経営責任者は、取締役会及び法定監査役会に対して、少なくとも四半期毎に、またいかなる場合にも取締役会の会議中に、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開について、また、当社及び子会社により実行される、経済的、財務的若しくは財産的側面に基づく最も関連性の高い取引、又はその規模や特性に関して重要である取引について報告する。

1.8 業務執行取締役及び非業務執行取締役

当社の取締役会は、全員が十分な専門知識及び職務能力を有する業務執行取締役及び非業務執行取締役から構成される。

コーポレート・ガバナンス・コードに定められた勧告に従い、以下の取締役は業務執行取締役とみなされる。

・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）の会長（その者に経営権限又は企業戦略の策定に関連する権限が付与されている場合）
・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）において経営権限を有する取締役及び／若しくは業務執行の役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係する場合には、親会社において業務執行の役職を務める取締役

上記の分類のいずれにも該当しない取締役は、非業務執行取締役とみなされる。

取締役会が最終的に2024年６月に行った分析によると、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを除き、同取締役会のその他全ての取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナー）は、非業務執行取締役である。

非業務執行取締役の人数、専門知識、権限及び提供可能な時間は、その判断が取締役会の意思決定の過程に重大な影響を与えることができることを確保し、また経営の効果的な監視を確保するために適切である。

非業務執行取締役は、取締役会の議論に特定の専門知識を持ち込むことで、審議中の問題を異なる視点から検討し、その結果として企業の利益に合致した、合理的で十分な情報に基づく決定を採択することを促進した。

1.9 独立取締役

2024年６月、取締役会は関係者から提供された情報その他当社が入手可能な情報に基づき、非業務執行取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ、アレッサンドロ・ゼヘントナー）がコーポレート・ガバナンス・コードの独立性要件を満たしていることを確認し、承認した。特に会長のパオロ・スカローニについては、彼が指名された候補者名簿にこの役職の候補者として記載され、彼に関して、取締役の独立性を損なう又は損なうおそれのある事情は一切存在しないことに留意されたい。一方、非業務執行取締役のオルガ・ククルッロが独立性要件を有していない点は、当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省の役員としての彼女の地位に関連している。

したがって、独立取締役の人数及び能力は、会社のニーズ及び取締役会の良好な機能並びに関連委員会の設置にとって適切である。

取締役会は、取締役の独立性を評価するにあたり、非業務執行取締役が、当社又は当社の関連当事者との間で、間接的にせよ、現在の判断の自立性を損なう可能性がある関係を有しておらず、最近も有していない非業務執行取締役を独立取締役であるとみなした。

通常どおり、取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされる、非業務執行取締役により担われる役職及び維持される関係を記載した情報書類の検討から始まった。その後、自身の役職に関して各非業務執行取締役が実施した自己評価（該当する各取締役からの個別のステートメントの提出にも基づく。）に続き、その後、その役職が検討対象となっている構成員を順番に退席させながら、最終評価が取締役会によりまとめて行われた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立性要件が欠けているとみなされる可能性のある場合を考慮し、これに関して、かかるコードの実施そのものを促す、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

コーポレート・ガバナンス・コードに従い、取締役の独立性を評価するために、取締役会は、(ⅰ)取締役及び当社（又は当社関係者）の間で直接又は間接的に生じ得る商業的、財務的又は専門的関係、並びに(ⅱ)当社（又はその子会社若しくは支配的主体）が非業務執行取締役に対して、エネルにおいて担っていた役職及び関連する取締役会委員会への参加に与えられる固定報酬に加えて、最終的に支払う報酬に適用される特定の定量的なパラメーターを参照した。

かかるパラメーター（コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイト上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１に明記されている。）を超えると、原則として、該当の非業務執行取締役について、かかるコードに規定された独立性要件は満たされないこととなる。この点に関して、前述の非業務執行取締役の独立性に関する評価の間、取締役会は、かかるパラメーターはいずれも超えていないことを認識したことに留意されたい。

上記の評価の間、取締役会は、非業務執行取締役であるパオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーが、上場企業の法定監査役に求められる、法律（すなわち統一財務法）で定められた独立性要件を満たしていることも確認した（かかる要件は、当社のウェブサイト上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１にも明記されている。）。非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロは、当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省の幹部としての役割に関連して、統一財務法で定められる独立性要件を満たさないことも確認された。

2024年７月、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性評価のために潜在的に関連し得る関係について取締役会自体が知ることを可能とする透明な評価手続に従い、コーポレート・ガバナンス・コードで勧告された基準を正しく適用したことを証明した。

なお、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードが定める独立取締役の要件を満たしていないこと、及び独立取締役自身からその旨の要請がないことを考慮し、これまでのところ、取締役から筆頭の独立取締役を選任していない。

2024年12月、独立取締役は、コーポレート・ガバナンス・コードに付属する質問及び回答に記載されたガイダンスに従い、独立取締役のみによる、会長が出席しない臨時取締役会を開催した。この会議では、取締役会及び会社経営陣の機能に関する主要な問題に焦点が当てられた。この文脈において、独立取締役はまず、取締役会の任期開始以降に開催された様々な取締役会委員会の会合が、討議される問題に関して事前の完全なサポートを確保するために特定された経営陣（及び必要に応じて外部コンサルタント）がどのように参加しているかに注目した。より一般的に、そして満場一致で、独立取締役は、取締役会及びその取締役会委員会が組織的に最適に機能していること、並びに最も重要な戦略及び経営問題に関して取締役が全面的に関与していることを確認した。こうして、会社経営及び達成された成果、経営の質、並びに取締役会及びその取締役会委員会内に形成された最適な環境に対して、全般的な高い評価が改めて表明された。この環境により常に、取締役が異なる立場を示していても共通点を見出すことが可能となり、円滑かつ穏やかな、知識に基づいた責任ある業務遂行が可能となる。したがって、卓越した経営を行い、継続的な改善を目指すという文脈において、第一に独立取締役が再確認したことは、取締役会の組織規程に定められた期限内に定期的に文書化されたものを受け取ることが重要である点であった。しかしながらこれと同時に、期初からこれに関しての著しい進展があった。ESGに関する問題について、エネルが実施した新たな取組み及びより一般的には市場動向に関する詳細な分析（必要に応じて導入プログラムをその手段とすることを含む。）が勧告された。最後に、独立取締役は、エネル・グループに関連する技術革新課題、特に人工知能の活用に関して、より頻繁で詳細な情報を受け取ることへの関心を示した。

1.10 取締役の役職就任数制限

取締役は、重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務める役職の数及び性質、並びにその他の機能又は専門的活動及びそれに関連して務める役職で求められる関与のいずれもを考慮し、任務を真摯に遂行するために必要な時間を費やすことができるとみなした限りにおいて、その役職を引き受け、かつ維持する。

この点に関し2006年以降、取締役会は、取締役がエネルの取締役会における職務を効果的に遂行するために十分な時間を取れるよう、また、取締役が取締役会の下に設置された委員会に参加できるよう考慮し、取締役が重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることができる役職の最大数に関する方針（直近では2020年２月に更新された。）を承認したことに留意されたい。

かかる方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、その内容を主なプロキシーアドバイザーがこの点に関して策定したベストプラクティスに合わせており、以下の種類の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務める役職を重要であるとみなしている。

a)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場している会社
b)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場していないが、保険、銀行又は金融の分野で事業を行っている会社
c)上記a)及びb)に特定される以外のイタリア又は外国の会社で、直近の承認済みの単体又は連結ベースの財務書類に基づき6,600百万ユーロを超える資産及び／又は7,600百万ユーロを超える収益を有する会社

取締役会が採用した方針は、エネルの取締役及び重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）のいずれにおいても、関与する各人が遂行する職務に関する関与（関連する計算からエネルの子会社及び関連会社において遂行する職務を除く。）に応じて、役職数に区分された制限を設けている。

エネルの最高経営責任者は、エネル・グループに属さない重要な規模の他の会社で自身以外のエネルの取締役が最高経営責任者を務めているところの取締役の役職を兼任してはならないと明示的に定められている（したがって、いわゆる「兼任重役制」を禁止している。）。

さらに、この方針に従って、重大かつ正当な支障がない限り、取締役は、取締役会及び当該取締役の参加する委員会の会議の少なくとも90%に出席することを約束する。

上述の方針に従ってエネルの取締役が提供した情報に基づき、かつ直近では2025年２月に在任取締役会が実施した調査を考慮すると、エネルの取締役が現在、重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.11 取締役会及びその委員会の機能の評価

取締役会は、組織規程に定められた規定に基づき、指名・報酬委員会の予備的な支援を得て、その活動の有効性及び個々の委員の貢献を定期的に評価し、その実施を監督する自己評価プロセスを用いている。

具体的には、取締役会は、上述の委員会の支援を得て、取締役会自体及びその委員会の規模、構成及び実際の機能を毎年評価するとともに、戦略の定義及び経営成績の監視において取締役会自体が果たした役割並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性を考慮する。

自己評価は、取締役会の任期中に様々な方法で行うことができ、独立したアドバイザーが支援する。後者の独立性を維持するために、自己評価プロセスをサポートする同一のコンサルタント会社を連続する３年を超えて指名することはできない。

取締役会会長は、秘書役の支援を得て、自己評価プロセスの適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整する。

取締役会は、自己評価の結果を踏まえ、取締役会の更新の都度、取締役会の構成を質的及び量的に最適と考えるためのガイドラインを株主に示している。

2024事業年度末及び2025年の最初の２ヶ月間、取締役会は、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野に特化したコンサルティング会社であり、2022年初め以降エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、コーポレート・ガバナンスの国際的なベストプラクティスに準拠し、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき採用された、取締役会それ自体及びその委員会の規模、構成及び機能の評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した。当該ボード・レビューは、2004年以降、取締役会により毎年実行されてきた同様のイニシアチブを踏襲している。

2024事業年度に関して、2018年から既に行われていたとおり、ボード・レビューは取締役会のみならず、法定監査役会についても検討した（法定監査役会に関するかかる活動の方法及び結果については、「法定監査役会－法定監査役会の機能評価」を参照のこと。）。さらに、例年と同様に、ボード・レビューは「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、取締役会の全体としての機能だけでなく、各取締役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、最初に、各取締役により記入された質問表（基本的に取締役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）を用いて行われた。質問表から発生した最も重要な問題、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各取締役の参加度合いの両方について徹底的な分析を行うために、その後にコンサルティング会社による個人面接が行われた。法定監査役会の議長、取締役会の秘書役、並びに「事務管理、財務及び統制」機能、「監査」機能、「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能並びに「人員及び組織」機能の各責任者も、追加の適正な視点で評価過程を充実させるため、取締役会及びその委員会の全体的な機能の監視役として、当該活動に関与した。指名・報酬委員会は、取締役会の組織規程及び委員会自体の組織規程に基づき、取締役会の全体的なボード・レビュー過程を参照し、予備的及び監督的機能を遂行した。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)取締役会及びその委員会の規模及び構成、(ⅱ)取締役による自己評価も踏まえた、取締役会の経験及び専門知識の確認、(iii)とりわけ情報フローの完全性及び迅速性、議事録の質、並びに取締役会事務局及び経営陣トップによるサポートに関する取締役会会議の組織及び運営、(iv)取締役会の議論の動向、採用された意思決定プロセス及び合意形成プロセス、(ⅴ)特に会長及び最高経営責任者に焦点を当てた、取締役の役割及び責任、(vi)導入プログラムの有効性、(vii)事業戦略の決定並びに内部統制及びリスク管理制度の効率性及び有効性の確認を含む、主要な問題に関する取締役会の有効性、(viii)当社及び当グループの戦略及びビジネスモデルにおける持続可能性原則の実施並びに取締役会で持続可能性の問題に払われる注意（特に、エネルギー移行及びその影響を含む。）、(ix)企業事業に対する技術的な革新及びサイバー・セキュリティの影響、(ⅹ)管理職の承継計画の有効性、(xi)委員会の構造及び機能並びに取締役会のサポート業務の有効性、そして(xii)各取締役の貢献についての相互評価に関するものであった。

ボード・レビュー過程において、コンサルティング会社はまた、エネルの取締役会の機能を一定の国際的なベストプラクティスと比較する分析、並びに取締役会の規模及び構成に特有の問題に関して、イタリア内外の上場会社の選考パネルによるベンチマーク分析の両方を行った。

2024事業年度のボード・レビューの結果では、エネルの取締役会及び委員会の機能について、前年度と比較してさらに改善されたために大変前向きな評価が総合的に強調され、コンサルティング会社によって確認されたとおり、エネルの取締役会及び委員会がコーポレート・ガバナンスに関する国内外のベストプラクティスに従って効率的かつ透明性をもって機能していたことを実証した。

取締役会は、強い信念と情熱を持った、協調的で参加型の、結束力が強い建設的なチームとして自己を位置付けている。

権限を持って、的確に互いを補完しながら自身の役割を遂行する会長及び最高経営責任者の指導の下で、全ての取締役は取締役会の業務に効果的に貢献しており、異なる相補的な能力、背景及び性格的特長が融合することによって特徴づけられる雰囲気により、彼らの貢献度はさらに高められる。

以下の強み（これは2024事業年度中にさらに統合された。）は、コンサルティング会社が行った分析により確認されている。(ⅰ)全取締役が強いコミットメント、参加及び関心の空気を共有しており、この空気には結束感及び協調性が伴っている。(ⅱ)取締役会活動の遂行において、取締役から真剣さ、良識及び献身が感じられる。(ⅲ)量的な見地からは、議論を円滑に進めるために取締役の人数は最適であると確認され、業務執行取締役と非業務執行取締役の役割分担も適切であると考えられる。(ⅳ)経営者、専門家及び学識経験者が公平に配置され、スキルがバランスよく混在している。かかるスキルは、エネル・グループが事業を展開する環境及び関連事業につき、取締役がより理解を深めた得た結果、さらに強化されている。(ⅴ)導入プログラムが質の高いものであると考えられる。(ⅵ)役割分担を尊重しながら優れたバランスを見出した会長及び最高経営責任者が、取締役会の業務を非常に効果的に管理している。(ⅶ)委員会が実施した活動の質及び委員会による取締役会の活動へのサポートが、満場一致で賞賛される結果となったことが確認された。(ⅷ)取締役会の秘書役による支援及び「コーポレート業務」全体が非常に高く評価されていることが確認され、議題の事項について見通しの提供を求められた経営陣トップの貢献についても同様である。(ⅸ)リスク管理制度は有効であると認識されている。(ⅹ)事業計画は十分に明瞭化されており、その目的のために開催された数回の会議で深く議論されている。

加えて、コンサルティング会社が行った分析により、取締役会の任務の遂行をより効果的にする上で着目すべきいくつかのテーマが挙げられた。この点については、とりわけ以下に留意されたい。(ⅰ)取締役が十分な情報に基づいて行動できるようにするため、取締役会での議論の対象となっているいくつかのトピックを深掘りする、評価の高い導入プログラムの推進の重要性、(ⅱ)サイバー・セキュリティに関する課題及び技術革新全般に関する課題について、継続的な監視及び更新を行う必要性、(ⅲ)取締役会と経営陣トップとの間の連携を強化するため、取締役会を社外で開催する機会を設けること、(ⅳ)エネルが採用するビジネス及びコーポレート・ガバナンスの両プラクティスに関する国際的な水準でのベンチマーク分析を精緻化することの重要性、そして(ⅴ)デレバレッジ目標の達成及び当グループのプレゼンスの再定義と照らして、エネルの産業の未来に関する議論を深化させる機会。

1.12 取締役会の導入及び取締役会の更新

取締役会の組織規程に含まれる規定に基づき、会長は、秘書役の支援を受けて、全ての取締役及び法定監査役が、選任後、在任中に、適切なリスク管理の原則並びに参照規制及び自主規制の枠組みだけでなく、当社及び当グループが事業を行っている事業部門、企業のダイナミクス及びその進化（持続可能な成功を追求する観点も含む。）についての十分な知識を取締役及び法定監査役に提供することを目的としたイニシアチブに参加できることを保証する。

この点について、2023年５月10日に開催された定時株主総会において取締役会の任命が決議された後、取締役会全体の構成の更新後、当社は、当グループが事業を展開する事業セクターに加えて事業ダイナミクス及びその展開、市場動向及び関連規制枠組みに関する適切な知識を取締役に習得させることを目的とした特別な導入プログラムを編成し、これに法定監査人も定期的に関与した。

2023年に、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス、電力システム全般の構造及び運営、並びに異なる事業ライン及び「人員及び組織」のスタッフ機能についての理解を深めるため、いくつかの導入セッションが開催された。2024年中は、導入プログラムは継続され、気候変動、サイバー・セキュリティ、イノベーション及びデジタル・イノベーションに焦点を当てた更なる取組みが実施された。また、2025年初めには、原子力発電によるエネルギー生産及び人工知能に関する追加の導入セッションが開催された(14)。

(14) 持続可能性に関する問題についての取締役会及び監査役会の専門知識及び能力並びにかかる専門知識及び能力へのアクセスに関する詳細な情報は、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。

1.13 取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置

取締役会の構成に関して、エネルは、取締役の専門的能力及び職務経歴について十分なレベルを確保することを第一の目的として、ジェンダーにも基づくいくつかの多様性に関する基準を設けている。特に、2018年１月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会並びに指名・報酬委員会の提案に基づいて、統一財務法が定める規定を実施する際に、取締役会自体の最適な構成としては何が求められるかを説明した多様性方針を承認した。これは、取締役会が議論の対象となる問題を異なる視点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で遂行することを目的としている。

かかる多様性方針を策定するに際して、取締役会は、多様性及び包摂は、エネル・グループのような多国籍グループの事業文化の２つの基本的な要素であるとの認識から進めた。特に、当社の持続可能な成功の基礎としての多様性の価値評価は、当グループの従業員並びにエネルの取締役及び法定監査役の双方にとって、基準となる枠組みとなっている。

多様性の種類及び関連する目的に関して、前述の方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、以下のとおり表明している。

－概ね、取締役は非業務執行職であるべきで、法律及びコーポレート・ガバナンス・コードで定められた独立性要件を満たしていなければならない。最善の構成は、とりわけ、過半数が独立取締役であるということをもって特徴づけられる。

－ジェンダー間のバランスについて定めた法律の規定が効力を失った場合であっても、選任に際しても、任期中についても、取締役の３分の１以上が代表の少ないジェンダーの取締役で構成されることを確保することが重要である。

－当グループの国際的な経歴を考慮し、３分の１以上の取締役が十分な国際的な経歴を有する者であることを確保するべきである。ここで言う国際的な経歴は、意見の標準化や「集団思考」の形成を防ぐ上でも重要であり、各取締役が国際的な場で遂行する経営的、専門的、学術的又は機関的活動の基準に基づいて評価される。

－経営陣の継続性及び更新のより良いバランスを確保するために、取締役会内で異なる年齢及び年功構成がバランスよく組み合わされていることが確保されるべきである。

－非業務執行取締役は、上述の方針で特定された多様性並びに補完的な経歴及びスキルが混合するよう、経営的、専門的、学術的及び／又は組織的経歴を備えた者で構成されるものとする。さらに、会長及び最高経営責任者が異なる役割を果たすことを考慮し、この方針では、それぞれの業務を効率的に遂行する上でより適切な能力、経歴及びソフトスキルについて説明されている。

取締役会の構成に関する多様性方針は、関連するプロフィールに障害を含まないが、当グループの従業員に適用される多様性及び包摂の方針において適切に保護され、また評価されている。

多様性方針の実施方法に関しては、エネルの所有構造を勘案して、これまでの数回の更新に際して、取締役会は自ら候補者名簿を提出することを放棄してきたことに留意されたい。これは、株主から問題なく納得いく候補者が提示されてきているからである。したがって、この方針は主に取締役会全体が更新される場合、株主が提出する候補者の方向付けを行って、かかる状況において、上述の様々な多様性の基準に沿って、取締役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益が十分に検討されることを確実にすることを目標としている。

現在の取締役会の構成は、全体として、各種多様性に関する方針の目標にかなっている(15)。

(15) 取締役会の多様性については、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報も参照のこと。

指名・報酬委員会はまた、組織規程によって定められたケース（かかるケースの詳細な説明は、「委員会―指名・報酬委員会―任務」を参照のこと。）において取締役会に取締役に就任する候補者を提案することを求められたときには、株主から提出された提案（もしあれば）を検討して、多様性方針の規定についても考慮する。

さらに、エネルは、結果と影響を測定するリスニングの取組みや行動を通じて、包摂的な職場環境及びジェンダーにかかわらない効果的な待遇及び機会の均等を組織全体で推進することに尽力してきた。

2024年には、能力の向上及び他者への尊重を通じて各個人の独自性を強化することをその基本としたダイバーシティ・エクイティ・インクルージョン＆ビロンギングに係る新たな企業方針（いわゆる「DEIB方針」）が採用された。

DEIB方針は、エネル・グループ全体の従業員管理システムの重要な部分であり、企業価値の定義及び統合、加えて多様性の管理、公平な待遇、包摂及び帰属意識の強化のための具体的な取組みを規定する。この取組みは、企業の福祉制度及びウェルビーングを支援するその他の取組みと合わせて、健康的かつ生産的な環境を提供して従業員の労働条件及び生活水準を改善することを目的としている。このプロセスは、当グループのイメージや内部及び外部からの評価の向上を目的とした雇用者によるブランディング活動に組み込まれており、人対人のアプローチを採用することで、個人職業的ライフサイクル全体に追従する。特に、かかるアプローチは、企業を、組織構造、プロセス及び技術の集合体として捉えるだけではなく、人々が個人的及び職業的なレベルで充足を得る相関的なエコシステムとしても捉えるものである。この文脈において、DEIB方針は、エネルの価値観に基づく無形価値の創出及び測定を組織に強く促す戦略的なツールとなる。

DEIB方針の実施は、以下の３つの戦略的柱に基づくガバナンスモデルにより支えられている。

―リーダーシップ及びコミットメントの確保のために重要な、経営陣による継続的な関与
―DEIBの原則の広範な遵守を促進するための、全てのレベルにおける明確かつ共有された責任
―これらの原則を日々の業務に具体的に反映させるための、業務プロセスの継続的な改善

さらに、DEIB方針は、組織のニーズに精力的に対応するため、関連する運用上の規則を定め、定期的に更新されるガイドラインを通じて発展しており、その効果を全てのレベルの行為において保証している。また、当該方針は、関連する行為の優先事項を構成する６つの要素を定義する。

―育児及び介護の支援
―世代間の交流の促進
―ジェンダー及び賃金の公平性
―文化的な統合
―能力の差異、ニューロダイバーシティ及び弱さの包摂
―感情的指向及び性自認の尊重

DEIB方針の目的は、個人の具体的なニーズ及びその経時的な進展により対応できるよう、利用可能な手段を最適化することにある。促進されている取組みの有効性を保証するためには、現象を測定し明確な目標を設定することを目的としたデータ駆動型アプローチが想定される。データは、定期的なグローバルの報告システムを通じて監視される。

また、2024年には、当グループのエンゲージメント、ウェルビーング及び包摂を測定する目的で、全社的なアンケートである「インサイド・エネル（Inside Enel）」が開始された。対象となる従業員の回答率は82.6%であり、従業員の全体的な福祉に関するグローバル・ウェルビーング指数は82%であった。

安全で刺激的かつ魅力的な企業のエコシステムにおいて個人を中核として位置付けることは、2022年に当グループが業務を行っているいくつかの国々で署名された覚書である個人憲章において強調されている。

特にジェンダー平等については、エネルは、国連グローバル・コンパクトと国連女性機関が推進する７つの原則である「女性のエンパワーメント原則」を2015年に支持して以来、長年にわたり具体的なコミットメントを行ってきた。さらに、2024年には、包摂的な職場環境の確保へのコミットメントが認められ、エネルは、UNI/PdR 125:2022に基づくジェンダー平等の認証を取得した。これを背景に、賃金の公平性及び女性の管理職育成を促進するための具体的な措置が国際的及び地域的なレベルで導入された。これについて、2024年に選考過程にある女性の割合のバランスが確認され（51.8%）、管理職（27.2%）、中間管理職（34%）及び経営責任者（48%）、経営トップ（50.3%）の後継者計画における女性の割合の着実な増加が確認された。また、当グループの2024年LTIプランには、2026年末時点の全体的な管理職及び中間管理職に占める女性の割合に関する特別成績目標が含まれている。

当グループは、障害、ニューロダイバーシティ、また様々な種類の弱さを有する全ての人々を確実に包摂することにも取り組んでおり、彼らの可能性を最大限に認識している。これは、2021年の人権についての国連条約に沿ったものであり、DEIB方針にも反映されている。これについて、当グループでは、世界の労働力のうち障害を持つ従業員が３%超を占めており、そのうち約74%がイタリアに在籍している。対象を絞った聞き取り活動を通じ、エネルは特別なプロジェクトを多くの国で立ち上げ、従業員の完全な参加及びさらなる包摂的な文化の浸透を確保するために、支援ツールの提供及び専用サポートの促進等を行っている。

情報及びデジタル・システムへのアクセスに関する平等な機会を保証するため、エネルは、2021年にデジタル・アクセスに係る方針を採用した。また、エネルは、2019年以降、「Valuable 500」ネットワークの一員として、異なる能力を包摂する価値を促進している。

プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及び統一を促進することを目的として、当グループが業務を行っているほぼ全ての国で数年前からスマート・ワーキングが実施されており、遠隔地で行うことができる活動を担当する全従業員に拡大された。

近年、グループが展開する全ての国における認知、行動及び意思決定のバイアスを乗り越え、管理するための研修とともに、コミュニケーション・キャンペーン、その目的のための世界的及び地域的なイベントを通じて、各レベル及び各組織で包摂の文化を普及し強化するための啓発活動も強力に展開されている。

職場におけるハラスメントの防止に関しては、2019年にグローバル・ワークプレイス・ハラスメント・ポリシーが、2020年に公開宣言であるハラスメントに対する声明が採択された。これらの文書は、個人の尊厳を保護し、組織内の福利を促進することにますます注意を払う企業環境において、各人の精神的・身体的なインテグリティ、名誉及び個性を尊重することの戦略的な重要性を強調するものである(16)。

(16) 差別（ハラスメントを含む。）の撤廃を目的とした具体的な政策の存在、機会均等の促進並びに多様性及び包摂を支援するためのその他の方策に係る詳細な情報については、2024事業年度に係る年次財務報告書における連結サステナビリティ報告においてESRS S１-１に従って記載される情報も参照のこと。

1.14 報酬

株主総会は、取締役の報酬を決定する。指名・報酬委員会の提案に基づき、また法定監査役会との協議に基づき、取締役会は、取締役会内に設立された、助言及び提案の機能を有する委員会の委員に対する追加報酬を設定する。会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの報酬の合計も、指名・報酬委員会の提案及び法定監査役会との協議に基づいて取締役会により決定される。

当該報酬は、取締役会が透明性のある手続を通じて作成し、株主総会に提出し承認を得る、取締役、法定監査役及び戦略的責任を負う執行役員に対する報酬方針に従って決定されている。2024年の報酬方針は、当社の持続的な成功の追求に機能するものであり、当社での役割に必要なスキルと専門性を備えた人材を惹きつけ、維持し、意欲を高める必要性を考慮している。かかる方針の内容については、当社の登録事務所及び当社ウェブサイトにて公開されている、2024年報酬方針及び2023年に支払われた報酬額に関する報告書の第１部を参照のこと。

2024事業年度に取締役に支払われる報酬の構造及び金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている、2025年報酬方針及び2024年に支払われた報酬額に関する報告書の第２部を参照のこと。

2. 委員会

2.1 組織及び機能に係る規則

取締役会は、以下の４つの委員会を取締役会内に設置した。
・指名・報酬委員会
・統制・リスク委員会
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会
・関連当事者委員会
したがって、報酬及び指名に関する責任は、同一の委員会に共同で委ねられたことに留意されたい。かかる統合は、コーポレート・ガバナンス・コードに明確に規定された勧告に従い、両委員会について規約に規定された組織要件を遵守し、また関連する任務が効果的かつ効率的に実施されることを確保する。
取締役会の承認した特別組織規定（当社ホームページに掲載）にこれらの上記の委員会の構成、任務及び機能が定められている。委員会の構成は、取締役会が、関係するメンバーの能力及び経験を十分に考慮し、役職の過度な集中を避けるために決定する。
特に、組織規定は以下を定める。
・指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、非業務執行取締役から構成され、その過半数（委員長を含む。）は、独立取締役である。
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、過半数が独立取締役で構成されている。
・関連当事者委員会は、全員独立取締役で構成されている。
任務の遂行にあたり、委員会は各任務の遂行に必要な情報及び会社の機能へアクセスする権限を与えられており、各委員会について取締役会により承認された予算の範囲内であれば当社の費用で外部のコンサルタントを利用することができる（外部コンサルタントを利用する際に予算制限を受けない関連当事者委員会を除く。）。この点に関して、指名・報酬委員会が報酬方針に関する市場慣行について情報を取得するために外部コンサルタントを利用することを決定する場合、報酬委員会は当該コンサルタントが自己の判断の独立性を実質的に損なう可能性のある状況にないことを事前に確認する一方、関連当事者委員会は、独立性、利益相反がないこと、及び委員会が意見を述べることになる取引におけるコンサルタントの対象事項に関する専門能力を事前に確認することに留意されたい。
各委員会は、秘書役１名を選任するが、その者は委員の１人である必要はなく、秘書役には議事録を作成する職務が割り当てられている。指名・報酬委員会、統制・リスク委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の各委員長は、委員会の会議後最初の取締役会会議において、取締役会に対し、各委員会により各会議で議論された事項を報告する。
各委員会の会議には、法定監査役会の議長又はその他の指名された法定監査役が出席するものとし（他の正規の法定監査役も出席する資格がある。）、また、該当する委員会の委員長の招請により、他の取締役、当社の業務執行者又は委員会の任務遂行を支援することがある第三者の代表者も会議に出席することができる。統制・リスク委員会の会議には、通常、「監査」機能の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、「人員及び組織」機能の責任者も出席する。いかなる取締役も、取締役会に提出される自身の報酬に関する議案を決議するために招集された指名・報酬委員会の会議に出席してはならない。ただし、取締役会内に設立された委員会の委員全員に関係する提案についてである場合は、例外とする。
会議の招集、開催、議事録作成に関しては、上記の各種委員会の組織規程に規定されている。
・会議の日時及び場所、議論される議題のリスト、並びに参加手続（電磁的方法による場合もある）が記載された招集通知は、原則として、各委員会の委員、正規の法定監査役その他出席を要請された者に、少なくとも会議開催日の３日前までに、緊急の場合は通常24時間前までに送付される。議題に関する文書は、通常、招集通知と同時に提供される。この点に関して、2024年には、様々な委員会の会合で事前通知期間が概ね守られたことに留意されたい。実際には、招集通知の送付と同時に議題に関する文書を提供することができなかった場合が稀に存在したが、そのような場合には各委員会の委員長が会合中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう徹底した。

・会議の議長は、委員会の委員長が務めるが、当該委員長が不在であるか又は支障のある場合には、最年長の委員が務める。会議が有効に行われるためには、在籍するメンバーの過半数が出席しなければならない。決議は出席者の絶対多数によって採択され、可否同数の場合は議長の決するところによる。この点に関し、関連当事者委員会の委員の１名又は複数名が関連当事者との取引の相手方（又は当該相手方の関連当事者）である場合に関連当事者委員会の会合に適用されるいくつかの具体的な規定は、関連当事者との取引に関する特定の会社手続の中に記載されている。
・各委員会の会議は、議事録に記録され、会議の議長及び秘書役が署名し、秘書役が時系列に保管する。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2024年、指名・報酬委員会は、アレッサンドラ・スタビリーニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ及びフィアメッタ・サルモーニにより構成され、委員長を含む多数が独立取締役である。取締役会は、ダリオ・フリジェリオが、財務事項における十分な知識と経験を有していることを確認した。

任務

指名・報酬委員会は、一方では取締役会自体の規模及び構成について、他方では業務執行取締役、特殊な職務を担うその他の取締役及び全ての非業務執行取締役並びに戦略的責任を負う執行役員の報酬について、その評価及び決定に関して、適正な調査を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2021年２月に最後に改正された組織規程に従い、指名・報酬委員会は以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下を行う。

・ボード・レビュー過程を作成し、当該分野に特化した企業の任命に関する取締役会への提案、プロセス自体のモダリティの定義及びタイミングフレームの策定を行う。また、委員会は、その後の取締役会による共有を考慮して、担当会社が作成した報告書に要約されたボード・レビューの結果を検討し、その業務の範囲内の問題に関する意見及び／又は提案を策定する。これらの活動を実行する際、委員会は取締役会会長と連携して行動するものとする。取締役会会長は、この目的のために委員会会議にも出席することができ、取締役会秘書役の支援及び委員会自身の支援を受けて、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保する責任を負うものとする。
・取締役会及びその委員会の最適な規模及び構成について取締役会に意見を述べ、取締役会に参加させるべきと考える管理職及び専門家の経歴を持つ者を推薦する。
・当社の取締役としての効果的な業務遂行と両立すると考えられる重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることのできる役職数の上限に関する方針を内容とする提言を取締役会に行う。
・以下の場合につき、株主から受領する可能性のある提案を考慮の上、取締役候補者を取締役会に提示する。
－現任の取締役会が選任を行う場合
－取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された候補者名簿から必要な人数の取締役を選任できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される追加の候補者を自ら表明する可能性があると予想される場合
－取締役会の更新が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者の通常の任期満了前の早期退任の際に、当社の適切な経営を確保するためにとられるべき行動を規定した非常事態計画の作成（必要に応じて更新）にあたり取締役会を補佐する。
・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、退任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供された意見を全て考慮した上で、新最高経営責任者の指名を取締役会に対して提案する。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下の任務を行う。

・取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針の草案の作成について取締役会を補佐し、かかる戦略的責任を負う執行役員に関して採用された方針の実施について最高経営責任者から提供された情報に基づき、かかる方針の適切性、全体的な一貫性及び実質的な適用を定期的に評価する。

・業務執行取締役及び特定の役職を務める他の取締役の報酬並びにかかる報酬の変動部分に関する業績目標の特定についての提案を取締役会に提出し、又はこれらに関して意見を述べ、取締役会が採択した決議の実行を監視し、とりわけ、業績目標の実際の達成を確認する。

・財務書類の承認のために招集される定時株主総会のために公表される報酬方針及び支払われた報酬についての報告書を予め検証する。

さらに、報酬委員会としての権限により、任務の範囲内で、同委員会は、経営陣向けに、適当な能力及び経験を有する人材を惹きつけ、動機付け、帰属意識を生み出し、価値の創造のための恒常的かつ永続的な努力を確保することを目的として着想されたインセンティブ制度（株式に基づくプラン（もしあれば）を含む。）の実行の策定及び監視に中心的な役割を果たす。

コーポレート・ガバナンス・コードにより勧告された任務に加え、指名・報酬委員会は、最終的に、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用及び大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者及び関連する会社の機能を支援する任務を遂行することができる。

2024年度の当委員会の活動

以下の表は、2024年度に開催された指名・報酬委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	2	1	0	0	1	0	0	1	2	1

合計　　11回
平均開催時間　　２時間10分

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、指名・報酬委員会は（当社の費用で）外部の独立コンサルタントの助力を得て、以下の主な活動を行った。

同委員会は、11回の会議において、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

－2023年中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性及び有効な適用について評価を行った。

－2024年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針について提案を策定し、2024年の報酬方針及び2023年に支払われた報酬に関する報告書の草案を作成した。

－2024事業年度の(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対するMBOプラン(17)、並びに(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対するLTIプランについて、並びに受益者に対する基準額の支払に関連する方法及び時期について提案を策定した。

(17) MBOプランとは、当社の最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期的なインセンティブ・プランをいう。

－既存のインセンティブ・プランに基づく業績目標の達成水準を確認した。

－(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び主要経営責任者が、主任後に到達し維持しなければならない株式の最低保有水準を定めた方針（いわゆる「株式保有ガイドライン」）の対象者として2023年末時点に達成した株式保有の水準並びに(ⅱ)当該株式保有が株式保有ガイドラインの全体的な目的と整合していることを確認した。

－2024年の報酬方針及び2023年に支払われた報酬に関する報告書、並びに最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2024年LTIプランについての株主総会の投票の結果を分析し、その分析に基づき(ⅰ)2025年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員についての報酬方針の作成、(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに向けたMBOプラン、並びに2025事業年度を基準とした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップ向けのLTIプランの策定を開始した。

－2024年５月23日の株主総会を考慮した、プロキシーアドバイザー及び機関投資家との報酬に関するエンゲージメント活動の日程調整について検討を行った。

同委員会は、開催された全11回の会議のうち５回において、指名委員会としての権限により、以下を行った。

－2023事業年度に係るボード・レビュー過程の結果を検討し、それに対する考察を取締役会に報告した。

－2024事業年度に係るボード・レビュー過程の開始を指揮し、とりわけ、かかる過程の遂行における取締役会及びその委員会に対する支援を委託するコンサルタント会社を特定し、その任命を取締役会に提案した。同委員会はまた、同ボード・レビュー過程の展開について監視機能を果たし、この事項の検討に係る委員会の会議に定期的に出席している取締役会会長と協働した。

－コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合において、当社の適切な経営を確保するために実施される活動を規律することを目的とした非常事態計画について検討し、当該計画の修正案を取締役会に提出した。

2.3 統制・リスク委員会

構成

2024年、統制・リスク委員会は、ダリオ・フジェリオ（委員長）、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成され、委員長を含む多数が独立取締役である。

取締役会は、ダリオ・フリジェリオが会計及び財務並びにリスク管理に関して適切な知識と経験を有していること、またマリオ・コルシがリスク管理に関して適切な知識と経験を有していることを確認した。

加えて、取締役委員会は、当社及び当グループが展開する事業分野において、関連するリスクを評価するために適切な専門知識を、2024年中、全体として有していた。

任務

統制・リスク委員会は、適切な調査を通じて、内部統制及びリスク管理制度に関する取締役会の評価及び決定、並びに定期的な財務報告書及び非財務報告書の承認を補佐する役割を有している。

特に、直近では2024年12月に修正された組織規程に従い、統制・リスク委員会は、以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

・取締役会についてのコーポレート・ガバナンス・コードにより委任された内部統制及びリスク管理事項に関する任務（かかる任務は、上記「取締役会－役割及び機能」で分析されている。）の遂行において、具体的な意見を述べることにより取締役会を補佐する。

・企業会計書類の作成を担う役員、監査法人及び法定監査役会との協議に基づき、会計原則の適切な適用及び定期財務報告書を作成するための統一性を評価する。定期非財務情報に関してはコーポレート・ガバナンス委員会及び持続可能性委員会と協力し、定期財務情報及び定期非財務情報がビジネスモデル、当社及び当グループが掲げる戦略、企業活動の影響、並びに業績について正しく十分に説明できているか評価する。

・法令第125/2024号に基づく持続可能性報告書に記載された内部統制及びリスク管理制度に関する事項を検証し、取締役会に事前意見を提出する。2024年12月に取締役会により承認された委員会の関連組織規程により、法令第254/2016号に基づく持続可能性報告書及び非財務報告書への言及は、連結サステナビリティ報告への言及に置き換えられた（結果的に１つの文書にまとめられた。）。

・当社の主なリスクの識別に関する具体的な観点からの意見を表明する。

・内部統制及びリスク管理制度の評価に関する定期報告書、並びに「監査」機能により作成されたその他の報告書特に重要な報告書を精査する。

・「監査」機能の独立性、的確性、有効性及び効率性について監査する。

・内部統制及びリスク管理制度に関連した主な企業規則及び手続で出資者が関係するもの（法令第231/2001号に従い作成された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権に関する方針が含まれる。）を精査し、これらの文書を取締役会に提出して承認を受けまたその後これらの文書になされ得る修正又は補完を評価する。

・実行した取組み並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性について、少なくとも６ヶ月に１度、取締役会に報告する。
・取締役会が認識している可能性のある有害な事象から発生する経営リスクに関する、取締役会による評価及び決定を、適切な準備活動を通じて支援する。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。

当委員会は、「監査」機能に対し、特定の事業分野に対する検査を行うよう要請することもできる。この場合、同時に、法定監査役会議長、取締役会会長、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役に通知するが、要請した検査対象にかかる者の業務が関連する場合を除く。

2024年度の当委員会の活動

以下の表は、2024年度に開催された統制・リスク委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	2	1	1	1	2	2	0	1	1	3	1

合計　　15回
平均開催時間　　２時間20分

全委員が通常どおりに出席し、通常、法定監査役会との共同会議として開催された上記の会議において、統制・リスク委員会は、以下の主な活動を行った。

－2024年について「監査」機能の責任者により作成された作業計画を評価し、その職責の範囲内において特に肯定的な意見を表明し、かかる計画の進行中の作業を監視した。
－2023年中に実施された監査活動の会計処理を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性並びに有効性について肯定的な意見を表明した。最終的には、2025年２月、委員会は、2024年中に実施された監査活動の報告を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性及び有効性について同様に肯定的な意見を表明した。
－「監査」機能の自律性、適切性、有効性及び効率性を監視したが、特段指摘はしなかった。
－2025-2027年事業計画が承認されたことを踏まえて、本計画の戦略目標に関連する主なリスクと、同目標に則した当社の経営との適合性を評価した。
－監査機能の新たな責任者の任命及び関連する報酬について肯定的な意見を表明した。
－「リスク統制」ユニット（「事務管理、財務及び統制」機能内に設置されている。）の責任者から、当グループの主要なリスクの動向に関する四半期毎の定期的な更新情報の提供を受けた。
－2024年事業計画並びに法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルを遵守して2023年及び2024年の最初の６ヶ月間にエネルのSBにより実行された監視及び監督業務を検証するために、SBと数回にわたり会議を行った。かかる会議において、委員会はSBの基本機能、及び同モデルにより規定された違反行為を防止するためのエネルの内部統制制度の適切性について発表された肯定的な評価を認識した。SBとの会議の一環として、上記の組織及び管理モデルの更新案も検討及び共有された。
－主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2024年中に取締役会の承認を受ける定期的な財務報告書に関する新たな国際会計基準の影響について分析した。当委員会はまた、2023年度連結財務書類における減損テスト手続を精査し、それに関してその職責の範囲において、肯定的な意見を表明した。
－2023事業年度のエネル単体の財務書類及びエネル・グループの連結財務書類並びに2024年６月30日現在のエネル・グループの半期財務報告書に関する宣言書を、最高経営責任者及び企業会計書類の作成を担当する経営幹部が発行することを踏まえ、エネル・グループの企業報告の過程に関するライン監視の結果並びに内部統制制度の独立した検査及び評価を検討した。
－2023事業年度についての法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、その職責の範囲において、内部統制及びリスク管理制度の目的に関する同書類の内容について肯定的な意見を表明した。

－倫理規定に基づき2023事業年度及び2024年の上半期中に内部通報チャンネルを通じ受領した報告書を評価した。
－EU非加盟国の法律に準拠して設立されたエネル・グループの会社の会計の透明性、組織構造の適切性及び内部統制制度に関する法規制の遵守が継続的に行われていることを確認した。
－当社及び当グループの組織上、事務管理上及び会計上の構造の適切性を評価するにあたり、取締役会をサポートした。
－(ⅰ)国際事業ラインであるエネル・グリッド・アンド・イノバビリティ、グローバル・エネルギー、コモディティ・マネジメント及びチーフ・プライシング・オフィサー並びにエネルX・グローバル・リテール、(ⅱ)人員及び組織、法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務並びにセキュリティのスタッフ機能、(iii)グローバル・サービス機能である国際サービス、並びに(iv)イタリア国内の各マネージャーを招集し、それぞれの責任の範囲内の既存のリスク及びその影響を軽減するために用いられる手段についての更新のために、会合した。
－(ⅰ)当グループの会社が関わる主要な規則及び反トラストに係る手続、(ⅱ)当グループの最も重要な訴訟、(iii)協調的コンプライアンス体制の下での税務リスク管理及び統制制度、並びに(iv)人工知能に関連するリスク及び機会を測定するための新たな会社手続について、詳細な分析を行った。
－一方では当委員会に託されたサイバー・セキュリティ及び人工知能に関連したリスクの監視という任務についての明確化、また他方では企業サステナビリティ報告指令を実施した法令第125/2024号によって国内法令に導入された企業サステナビリティ報告に関する法律と組織規程の内容の整合化に関して、組織規程の更新案を作成し、取締役会に提出した。

2.4 関連当事者委員会

構成

2024年中、関連当事者委員会は、フィアメッタ・サルモーニ（委員長）、マリオ・コルシ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成され、全員が独立取締役としての資格を有していた。

任務

関連当事者委員会は、2010年11月に取締役会が採択し、その後修正され、直近では2021年６月に修正された、関連当事者との取引のための具体的手続に従って設置された。当該委員会は、基本的に、エネルの（また、随時関与のあり得る、エネルが直接的又は間接的に支配する子会社の）関連当事者との取引の成立における利益に関して、事前に適時かつ適切な情報を受領した上で、関係する条件の有利性及び実質的な公正性について評価を明らかにし、具体的な理由を付した意見を表明することを最も重要な任務としている。かかる委員会は、「重要性の高い取引」（上記の手続において定義される。）に関しては、最高経営責任者及び情報を受領した事項に関して、交渉又は調査を担当した者からも情報を要求し、また、彼らに対してコメントを提供する場合もある。また、委員会は、同手続によって設立された諮問委員会によって「関連当事者」の認識又は取引の通常の性質に関する争点が提起される可能性のある場合に、かかる件に関して判断を下す。

上記の企業手続規定の詳細な分析については、「その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス－関連当事者取引」を参照のこと。

2024年度の当委員会の活動

以下の表は、2024年度に開催された関連当事者委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0

合計　　４回
平均開催時間　　50分

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が出席した上記の会議において、関連当事者委員会は、主に以下の活動を行った。

－「重要な取引」、及び「重要でない取引」については全体として、関連当事者取引規制のための会社手続で規定された例外事例の適用に関する年次情報を分析した。
－上場子会社であるエンデサ・エスエーの監査・コンプライアンス委員会、コミテ・デ・オーディトリア・イ・クンプリミエント（Comité de Auditoria y Cumplimiento）のメンバーと面会し、(ⅰ)関連当事者取引の承認を規制する規則及び会社手続並びに(ⅱ)当該会社及びその子会社が2023年度第４四半期及び2024年の最初の９ヶ月間に実際に行った関連当事者取引に係る更新情報を共有した。
－エンデサ・エスエー自体に適用される関連当事者取引に係る規則に関連して、EU指令第2017/828号（いわゆる株主の権利Ⅱ）に含まれるEU法令のスペインにおける国内法化の特殊性について掘り下げた。
－2023年に実施された関連当事者取引の処理プロセスに関する監査機能による継続的な監視活動の結果を検討した。
－FTSE MIB指数を構成するイタリア企業による関連当事者取引に関するCONSOB規則が規定する免除の利用に係るベンチマーク分析を検討した。

2.5 コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会

構成

2024年中、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、パオロ・スカローニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ及びアレッサンドラ・スタビリーニにより構成され、全員が独立取締役としての資格を有していた。

任務

コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス並びに持続可能性(18)の問題に関する取締役会の評価及び決定について、提案的及び諮問的な予備的機能として補佐する。特に、直近では2024年12月に更新された関連する組織規程に基づき、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

(18) 持続可能性は、とりわけ、気候変動に関連する問題、大気への排出、水源管理、生物多様性、循環経済、健康及び安全、多様性、会社で働く人々の管理及び発展、コミュニティ及び顧客との関係、サプライ・チェーン、その他のステークホルダー、道義的行為並びに人権を含む。

・コーポレート・ガバナンスに関連する法的枠組み及び国内外のベストプラクティスの展開を監視し、重要な変更があった場合、取締役会を変更する。
・当社及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度が、適用ある法律、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく勧告及び国内外のベストプラクティスを遵守していることを検証する。
・必要又は適切とみなされた場合、上記のコーポレート・ガバナンス制度に関する修正の提案を取締役会に提出する。
・ボード・レビューに関する指名・報酬委員会の予備的権限、及び関連プロセスの適切性と透明性を確保するという取締役会会長に委託された任務を侵害することなく、担当のコンサルティング会社が作成した報告書にまとめられているボード・レビューを分析し、取締役会によるその後の共有を考慮して、管轄する問題について何らかの見解及び／又は提案を作成する。
・指名・報酬委員会と協働して、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合に当社の適正な管理を保証するために実行される措置について規定する「非常事態計画」の作成（必要があれば更新）につき、取締役会をサポートする。
・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、取締役会に対して、指名・報酬委員会に従って新しい最高経営責任者を提案し、退任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供される一切の指示を考慮する。
・年次財務書類に含まれるコーポレート・ガバナンスに係る年次報告書を予め検証する。

・当社の事業に関連する持続可能性関連の事項並びに当社及びそのステークホルダーとの間の意思疎通の動向を監視する。
・持続可能性計画に基づいて規定されたガイドライン及び当グループの事業戦略に基づいて利害関係者にとっての優先事項を特定する重要性マトリックスを検証する。当該計画に規定された目標の達成度を定期的に評価する。
・持続可能性方針の実施方法を検証する。
・主要な持続可能性指数へのエネルの組み入れ及びかかる事項に係る最も重要な関連性の高い国際的なイベントへの参加を監視する。
・法令第125/2024号に基づく連結サステナビリティ報告の全般的なアプローチ及び内容の明確化、並びに当該書類により提供される情報が採用された参照規則及びサステナビリティ報告基準に準拠しているかについて検討し、この点に関して、取締役会に対して事前に意見書を提出する。2024年12月に取締役会により承認された委員会の組織規程の変更により、法令第254/2016号に基づく持続可能性報告書及び非財務報告書への言及は、連結サステナビリティ報告への言及に置き換えられた（結果的に１つの文書にまとめられた。）。
・ステークホルダーに関連する可能性のある主要な企業の規則及び手続を検証すること（特に、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権ポリシーを含む。）並びにこれらの文書について、その後改正又は補完される必要があるかを精査し、承認のために取締役会に提出する。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。したがって、委員会は、エネルのエンゲージメント方針が正しく適用されていること、並びにこの分野における国内及び海外のベストプラクティスの進歩を考慮した関連条項の適切性について、定期的に証明し、改正又は統合のための提案を取締役会に提出する必要がある。

2024年度の当委員会の活動

以下の表は、2024年度に開催されたコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	2	1	1	0	0	1	0	0	0	1	1

合計　　７回
平均開催時間　　１時間15分

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員は、以下の主な活動を行った。

－2018年版の上場企業向けコーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第11次報告及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会によるその後の勧告を検討し、2023年度のコーポレート・ガバナンス報告書の構成及び内容並びに所有構造を共有した。
－G20/OECDのコーポレート・ガバナンス原則及び国有企業のコーポレート・ガバナンスに関するOECDガイドラインが最近改定されたことに伴う主要な変更について検証した。
－2023事業年度に関するボード・レビュー過程の結果を検討し、これについて考慮したことを取締役会に報告した。
－国内外におけるベストプラクティスと比較したエネルのコーポレート・ガバナンスの位置付けについて、コンサルタント会社が作成した定期ベンチマーク分析を検討した。
－2023事業年度について法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、一般構造、関連内容の構成、かかる文書に記載された情報の完全性及び透明性、並びに採用された報告基準に規定された原則との一貫性について、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。
－2023事業年度についてのエネル・グループの連結財務書類に含まれる、持続可能性に関する主要な記述を検討した。
－ダブルマテリアリティのプロセス及び結果並びに2025-2027年持続可能性計画のガイドラインを検証し、また2024-2026年持続可能性計画の実施状況を監督した。
－2024年にエネル・グループにより持続可能性及び人権に関して実行された主な活動及び主な持続可能性指数へのエネルの組入れを監視した。

－法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデルの更新案の内容を検討し、共有した。
－指名・報酬委員会とともに、最高経営責任者の通常の任期満了前の早期退任の際に、当社の適切な経営を確保するためにとられるべき行動を規定した非常事態計画について検討し、取締役会に当該計画の更新案を提出した。
－特に企業サステナビリティ報告指令及びこれを国内法令に実施する関連法令第125/2024号並びに指令第2024/1760号（企業サステナビリティ・デューデリジェンス指令）を参照して、持続可能性に係るEU及び各国の規制枠組みの進展について検討した。
－主に企業サステナビリティ報告指令を実施した法令第125/2024号によって国内法令に導入された企業サステナビリティ報告に関する法律との内容の整合化に関して、組織規程の更新案を作成し、取締役会に提出した。

また、2024年２月に、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、委員会内で気候及びネット・ゼロ・トランジション問題を監視する義務を負う非業務執行取締役としてヨハンナ・アルビブ氏を指名したことに留意すべきである。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

2024年度年次財務書類の承認のために招集された株主総会の日（つまり2025年５月22日）まで有効な法定監査役会は、2022年５月19日の定時株主総会により選任された以下の正規法定監査役から構成されていた。

・バルバラ・タドリーニ　法定監査役会議長
・ルイージ・ボレ
・モーラ・カンプラ

バルバラ・タドリーニは、18の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社の株式資本の1.32%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の少数（議決権付株式の約7.47%）の票数を得た候補者名簿から選任されたが、その一方で、モーラ・カンプラは、株主である経済財務省（当該時点で当社の株式資本の23.59%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の多数（議決権付株式の約92.16%）の票数を得た候補者名簿から選任された。また、ルイージ・ボレは、株主である経済財務省により提出された候補者に基づき、候補者名簿投票の結果、法律で定められた多数の票数を得て、選任された(19)。

(19) この点について、2022年５月19日に開催された定時株主総会において法定監査役会が更新された際、経済財務省及び18の機関投資家のグループが法定期限内に提出した候補者名簿に記載された候補者の総数が、当社の定款に基づいて選任されるべき正規法定監査役の数に達しなかったことに留意する必要がある。これは、経済財務省が提出した候補者名簿に記載された正規法定監査役の最初の候補者であるロレンツォ・ポッツァが立候補の取り下げを申し出たためである。株主である経済財務省は、この取り下げを当社に通知する際、同時にルイージ・ボレ氏が正規法定監査役に立候補したことを告げ、同氏は上記株主総会において、法定監査役会の任命のための投票後、法令に定める多数の票数を得た。

2025年５月22日に開催された株主総会は、以下の正規法廷監査役から構成される新たな法定監査役会を任命した。

・ピエールルイジ・パーチェ（Pierluigi Pace）　法定監査役会議長
・モニカ・シピオ（Monica Scipione）
・モーロ・ザニン（Mauro Zanin）

上記の現在の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、下記「第一部－第５－３－(2)役員の状況」に記載されている。
現在の法定監査役会の任期は、2027事業年度の年次財務書類の承認をもって満了する予定である。

3.2 選任及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の法定監査役及び３名の補欠の法定監査役から構成される。３年の任期で定時株主総会により選任されるが、任期満了時に再任される資格を有する。取締役会に適用される定款の規定と同様に（そして、統一財務法に従って）、定款は、法定監査役会全体の選任が候補者名簿投票制度に従って行われなければならないことを規定している。これは、少数株主により指名された正規の法定監査役（議長の職務に就く資格を有する。）及び補欠の法定監査役（現任の正規法定監査役が任期終了前に退任した場合に議長の職務に就く可能性がある。）が法定監査役会に参加できるようにすることを目的とする。

この選任制度においては、候補者が順番に掲載された候補者名簿は、取締役候補者名簿の提出に関する規制とともにCONSOBにより規定される当社株式資本の最低株式保有数（すなわち、本書提出日現在のエネルの時価総額を踏まえると、最低株式保有数は最低でも株式資本の0.5%相当である。）を単独で又は他の株主と共同して保有している株主によって提出できるものとされている。

さらに、（正規の法定監査役及び補欠の法定監査役の両方を考慮して）全体の人数が３名以上となる候補者を含む候補者名簿では、名簿中の正規の法定監査役に関する項目の最初の２枠と、補欠の法定監査役に関する項目の最初の２枠に、異なるジェンダーに属する候補者が含まれていなければならない。かかる規定は、法定監査役会の構成がジェンダー・バランスに関する現行の法律を確実に遵守することを目的としたもので、同法律は、2020年に行われた更新以降、正規法定監査役の40%以上を代表の少ないジェンダーに留保することを定めている。

法定監査役職に係る候補者名簿は、（取締役職に係る候補者名簿の場合と同様に、）法定監査役会の選任について決議するために招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに、当該名簿を提出する者が、当社の本店に届け出なければならない。当該名簿はその後、当社のウェブサイト上で当社により公表され、候補者の個人的なプロファイル及び職業上の資格に関する網羅的な情報とともに、総会の日の少なくとも21日前には当社の本店で公衆の閲覧に供されることとなる。法定監査役会の選任手続の透明性を確保するためである。

法定監査役会全員が選任されない場合、株主総会は、法律で要求される多数に従い、上記の手続に従うことを必要とせず、しかしいかなる場合でも以下を確保できる方法で決議する。

・法定監査役会における少数株主の代表性を規定する法原則の遵守
・ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定の遵守

適用ある法律によると、法定監査役は、上場会社の法定監査役について規定される誠実性、専門的能力及び独立性の要件を満たさなければならず、この要件は（専門的能力の要件に関してのみ）定款の特別の規定により補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別の規則を通して制定したとおり、イタリア企業における取締役及び法定監査役（又はそれらと同等の職位）としての役職数に関する制限を遵守しなければならない。

2024年中に在任していた法定監査役会は、全ての正規法定監査役が、統一財務法及びコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された独立性要件を満たしていたことを、2024年２月、及び最終的には2025年３月に確認した。

さらに、2025年５月22日に任命された新たな法定監査役会については、当該法定監査役会が自身で、その正規法定監査役全員（すなわちピエールルイジ・パーチェ、モニカ・シピオ、モーロ・ザニン）が、統一財務法及びコーポレート・ガバナンス・コードに定められた独立性要件を満たしていることを確認した。

いかなる場合でも、法定監査役は、自身を選任した株主に関しても、自発的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる（「コーポレート・ガバナンス・モデル」に記載されている）任務の一環として、かつコーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

・「監査」機能に、特に重要な事象について適時報告を行うよう要求する権限を有する（法定監査役が個別に行使することができる。）。
・各自の職務の遂行に関連する情報を統制・リスク委員会と迅速に交換することができる。

また、法定監査役会は、法定監査に適用される法的枠組み及び連結サステナビリティ報告による保証に従って「監査委員会」としても行動する(20)。

(20) 持続可能性関連の重要な影響、リスク及び機会を管理するための手続を監視する上での法定監査役会の役割及び責任に関する詳細な情報については、2024事業年度に係る年次財務報告書における連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報も参照のこと。

2024年度に法定監査役会が行った主要な活動の検証については、統一財務法第153条に基づき同監査役会により作成され、2024年度財務書類の承認のために開催された株主総会に提出された特別報告書を参照のこと。

3.4 法定監査役会

以下の表は、2024年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
1	3	3	4	1	2	2	0	1	1	3	2

合計　　23回
平均開催時間　　２時間40分

会議には、通常どおり、全ての正規法定監査役及びイタリア監査院（Corte dei Conti）を代表する審査官が出席した。

法定監査役会の機能については、2024年７月に法定監査役会自身が承認した特定の組織規程において詳細に規定されている。同規程（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、法令、定款並びにコーポレート・ガバナンス・コード及びイタリア公認会計士協会（Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili）が策定した上場会社の法定監査役会の行動規則において規定された原則に準拠し、またこれらを具体化するものとして法定監査役会の運営手続について規定する。特に、同規程は、とりわけ法定監査役会の構成、法定監査役会議長及び秘書役の役割、法定監査役会の招集、開催及び議事録作成の手続並びに法定監査役が業務遂行の際に得た情報及び文書に関する守秘義務について規定する。

法定監査役会の組織及び運営に関して、同規程は、とりわけ以下について規定する。

・法定監査役会は、取締役会秘書役の補佐をもって、また全統制機関から事前の合意を得た上で作成された具体的なスケジュールに従い法定監査役会を開催することで、継続的にその機能を行使する。ただし、緊急の場合には、１名以上の法定監査役からの合理的な要請をもって、臨時の法定監査役会を招集することができる。
・会議の日時及び場所、議題のリスト、並びに参加方法（通信手段により行うこともできる。）が記載された招集通知は、通常、少なくとも会議開催日の５日前までに法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官に送付される。緊急を要する理由により招集される会議の場合及び議題に追加又は変更がある場合には、当該期限は短縮することができる。議題に関する文書は、議題が補足される場合を除き、通常、会議の少なくとも３日前までに入手可能となる。この最後の点について、2024年に、当該期間は概ね遵守された。当該期間中に議題に関する文書を当該期限内に提供することが実際に不可能であった稀なケースにおいては、法定監査役会議長は、必要な適切かつ正確な見通しを会議中に提供することを確保した。
・法定監査役会は、共通の利益について議論すべき事柄に関し、統制・リスク委員会と共同で開催することができる。
・この他にも、法定監査役が十分な情報に基づいて行動することを確保するため、(ⅰ)法定監査役が特定の取引に関連して自ら又は第三者のために利害関係を有する可能性がある場合、かかる利害関係に関する情報を適時かつ包括的に提供する義務、(ⅱ)法定監査役会議長がその他の法定監査役の同意の上で、議題の討議にその出席が有用であるとみなされる、企業機能の責任者又は第三者に法定監査役会の会議への参加を招請する権限について規定されている。

・法定監査役会の会議は、法定監査役会議長が議長を務め、議長が不在であるか又は支障のある場合、最年長の正規法定監査役が議長を務める。法定監査役会の会議は、法定監査役の過半数による出席をもって有効となる。決議は出席法定監査役の絶対多数により可決され、異議を唱えた法定監査役は、その異議の理由を議事録に記録する権利を有する。
・議事録作成の手順において、秘書役が法定監査役会の議事録の草案を作成しなければならない。法定監査役の確認及び検討の完了後、当該議事録は承認されたものとみなされる。その後、秘書役は、法定監査役会の会議及び決議の記録簿に当該議事録を記入し、法定監査役により定期的に署名される。
・法定監査役会に関連して受領する情報及び文書について、法定監査役に加えて、当該会議に参加を招請される者及び／又は関連文書にアクセスできる者であるイタリア監査院の受任審査官及び企業機能の責任者又は第三者は、現行の法令並びに当社が採用している方針及び手続に定める守秘義務に従う必要がある。

3.5 法定監査役会の機能の評価

2024事業年度末及び2025年の最初の２ヶ月間、2024年中に在任していた法定監査役会は、2004年から取締役会に関して行われているものと同様に、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野を専門とするコンサルティング会社であり、2022年初め以降、エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、法定監査役会自体の規模、構成及び機能に関する評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した（取締役会のかかる活動の方法及び結果については、「取締役会－取締役会及びその委員会の機能の評価」を参照のこと。）。

これは、コーポレート・ガバナンス・コードの下での具体的な勧告はないものの、法定監査役会が2018年から採用してきたベストプラクティスである。

法定監査役会に関するボード・レビューも、最初に、各法定監査役による質問表（基本的に法定監査役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）の記入を通して行われた。質問表の記入の後には、質問表から発生した最も関連する側面について深く分析するためにコンサルティング会社による個人面接が行われた。

(ⅰ)法定監査役会の規模及び構成並びに構成員の独立性の評価、(ⅱ)法定監査役会自体の機能、(iii)法定監査役会の業務組織、(iv)法定監査役間の執務手順、結束力及び意思疎通、(ⅴ)法定監査役会の役割、責任及び報酬、並びに(vi)法定監査役会の現在の能力及び経験についての自己評価に関して質問及びインタビューが行われた。

2024事業年度に係るボード・レビューは、満了を迎えようとしている任期中に実施された活動に関する総合報告書を作成し、任期満了を迎える法定監査役会が、法定監査役会の更新に鑑みて、最適であるとみなされる統制機関の量的及び質的な構成に関するガイドライン（2025年３月12日の会議で承認されたもの）の表明を可能にすることを目的とした。

ボード・レビューの結果は、法定監査役会の機能について完全に肯定的な判断を示し、前回のボード・レビューの終了時に提案された改善が必要な分野に取り組むことを目指す行動が効果的に実施されていることが全般的に評価された。法定監査役会の機能を管理する特定の規則が承認されたこと及び会議の議事録作成の時機が大幅に早まったことについて、特別な満足の意が示された。

内部の原動力に関しては、法定監査役間の意思疎通の方法の改善により、法定監査役が十分な結束力を持つことができ、全ての法定監査役が批判的な精神と建設的な態度をもって参加する質の高い議論の展開が可能となったことに留意されたい。

また、2024事業年度のボード・レビューによると、以下の強みが明らかになった。(ⅰ)法定監査役の専門的技能及び法定監査役が得てきた経験は、法律により取締役会に委任された監督機能の適切な遂行を確保することが確認された。(ⅱ)法定監査役会の機能に関しては、法定監査役は、活動の日程調整並びに会議の開催方法、会議の進行方法及び議事録の作成方法が上記組織規程の承認により簡素化されたことに高い満足の意を示している。(iii)法定監査役会に機能の組織化及び活動実施の際の完全な自主性が認められた。(iv)取締役会の議論を特徴付ける批判的な精神と建設的な態度は、傾聴力と異なる意見に与えられる議論の余地と相まって、評価された。(ⅴ)議長の役割により、醸成された結束力、意思疎通のレベル及び議論の質が評価された。(vi)法廷監査役会及び取締役会、その議長、最高経営責任者及び経営陣トップとの関係は、役割分担を尊重しつつも、協力の精神によって特徴づけられる。(vii)「コーポレート業務」ユニットの支援への評価が確認されている。

3.6 法定監査役会の多様性方針

法定監査役会の構成に関して、エネルは、ジェンダーに基づく多様性基準を適用している。特に、2018年１月、法定監査役会は、統一財務法により定められる規定の実施に際し、法定監査役会自体の構成の最適な特徴を説明する多様性方針を承認した。これは、法定監査役会が、議論対象の問題を異なる観点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で行使するためである。かかる方針の精神的な原則は、取締役会により承認されたこれに対応する文書に関して説明されるものと同様である（詳細は、「取締役会－取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。）。

多様性の種類及び関連する目的に関して、法定監査役会により承認された方針（当社のウェブサイト上で閲覧できる。）は、以下のとおり表明している。

・ジェンダー間のバランスを要求する法律の規定が効力を失った場合であっても、いかなる場合でも、選任時と任期中の両方で、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役によって構成されることを確保し続けることが重要である。法律で定められた規定に加えて、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役により構成されることを確保し続けることも適切であるとみなされる。
・当グループの国際的な経歴を考慮し十分な国際的な経験を有する少なくとも１名の正規の法定監査役の参加を確保する。そのような国際的な経歴は、意見の標準化及び「集団思考」の発展を防ぐためにも重要であると考えられ、各法定監査役が国際的な文脈で行う経営的、専門的、学術的又は機関的な活動に基づいて評価される。
・継続性及び更新の必要性のバランスを保つために、異なる年齢とともに、異なる年功のバランスのとれた組合せが法定監査役会の中で保証されるべきである。
・法定監査役は、全体として、エネル・グループが行う事業、つまり電力及びガスのセクターにおいて、有能であるべきである。この目的のために、法定監査役は、当社が組織する導入プログラムに参加するよう促される。
・法定監査役は、多様で相互補完的な経歴及びスキルを混合させるべく、経営的／専門的／学術的あるいは組織的な経歴を有しているべきである。特に、少なくとも正規法定監査役１名及び補欠法定監査役１名は、法定監査役名簿に登録されなければならず、最低でも３年間の法定監査を経験していなければならない。さらに、職歴に関する要件が法律及びエネルの定款で要求されており、方針において確認されている。加えて、議長により果たされる重要な役割を考慮して、方針では、関連する任務にとってより適したソフトスキルが説明されている。

法定監査役会の構成に関する多様性方針は、関連するプロフィールに障害を含まないが、当グループの従業員に適用される多様性及び包括の方針において適切に保護され、また評価されている。

多様性方針の実施方法に関して、エネルの定款は、法定監査役会の更新の観点から、取締役に候補指名簿を提出する権利を認めていない。したがって、この方針は、法定監査役会全体の更新又は関連する構成の統合の場合に株主から提出される候補者を方向づけることのみを目的とし、かかる状況で、上述の様々な多様性基準に沿って、法定監査役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益を十分に考慮することを保証するものである。

全体として、前任及び現在の法定監査役会の構成は、異なる種類の多様性に関して当該方針により定められた目的を尊重している(21)。

(21) 法定監査役の多様性に関しては、2024年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。

3.7 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規法定監査役の報酬を、能力、専門性、要求される努力、その役割の重要性並びにエネルの次元特性及び事業部門特性を考慮して、決定する。特に、2022年５月に定時株主総会は、職務を遂行するために必要な費用の償還に加えて、法定監査役会の議長は年間85,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有し、その他の正規の法定監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有することを確認した。

この点に関して、2025年５月22日に開催された定時株主総会では、会長に対しては年間総額85,000ユーロ、その他の正規法定監査役各人に対しては年間総額75,000ユーロの報酬が付与されることがさらに確認され、加えて、職務遂行に際して発生した適切に証明された旅費及び雑費の支給が行われたことに留意されたい。

4. 内部統制及びリスク管理制度

エネル及び当グループの内部統制及びリスク管理制度（以下「ICRMS」という。）は、当社の持続可能な成功に貢献するため、主な会社リスクが効果的かつ効率的に特定され、測定され、管理され、監視されることを目指した、一連の規則、手続、及び組織的事業体から構成される。

この点に関して、当グループはリスク・ガバナンス・モデル及びリスクの統一的な分類法（いわゆる「リスク・カタログ」であり、リスク管理ユニットの支援を受けた監査機能により作成及び更新がなされる。）を採用し、これらのリスクの管理及び有機的な表現を促進している。

ICRMSは、当社及び当グループにより採用されたより一般的な組織及びコーポレート・ガバナンス構造における不可欠の部分であり、イタリアの、そして国際的なベストプラクティスに基づいている。特に、当該制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を考慮に入れ、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「CoSO」という。）（分析のために国際的に認識されたベンチマーク及びICRMSの有効性の統合的評価から構成される。）と合致している。

実施されているICRMSは、取締役会により決定された会社目標の達成に影響を及ぼす取締役会の能力に関して、主要なリスクが特定され、評価され、管理され、監視されることを可能にするため、当該目標と一致する会社管理に貢献している。特に、ICRMSは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効性、会社組織及び市場に提供される情報の信頼性、会社定款及び内部手続とともに法令の遵守を確保するために貢献している。

そのため、ICRMSは、会社組織の中で主要な役割を果たしており、十分な情報に基づいてリスクの傾向と合致した意思決定、並びにリスク、法律及び企業価値に関する適切な情報の普及に貢献している。実際、統制の文化は、当グループ規模の価値において重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための方法の展開及び適用において会社組織全体に影響を与える。

より具体的に、ICRMSは以下の特徴を有する。

- ICRMS自体に関与する主要な者の間で作業の重複を回避して協力を確保するため、全ての事業レベルでの統制活動を定め、職務及び責任を明確に特定する。
- 共通の責任の下で集中する矛盾した作業を防ぐため、異なる組織ユニット間及び同じ組織ユニット内で、職務及び責任の分離を定める。特に、利益相反を防ぎ又はそれが不可能な場合は管理するために、事業及び統制活動の必要な分離を確保する。
- 共通の言語の普及、リスクの測定及び評価のための補完的な方法及び手段の採用、並びにそれぞれに委ねられた任務の結果に関して異なる機能間での情報フローを定めることにより、統合される。
- 統制機能が委ねられる異なるレベルでの報告プロセスにとって信頼でき適切な情報システムを確保することを目的とする。
- リスクの特定、評価、管理及び監視に係る任務の追跡可能性を保証し、そのような任務を支援する情報の源及び要素の再構築を長期にわたって確保する。
- 従業員（及び職場環境内で情報を入手した関連規則に記載されたその他の個人）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続に抵触する可能性のある不正又は違反を報告することのできる、国内及び国際的なベストプラクティスに合致した内部告発手続を備えている。かかる内部告発手続は、報復行為に対する通報者の保護を保証し、通報者の匿名性を確保することを目的とした特定の情報経路の存在によって特徴付けられる。

・リスクの測定及び統制のための制度における非効率性の指標を構成し得る異常事態を明らかにする。
・観察された異常が速やかに適切なレベルの会社の責任部門に連絡されることを確保し、適切な是正措置を有効に実施することを可能とする。

ICRMSは、以下の３つの異なる種類の活動から構成される。

・「ライン」又は「第１レベル」統制であり、事業が適正に行われることを確保するために当グループの会社内の個々の事業ユニットがそのプロセスに関して実施する全ての統制任務から成る。かかる統制任務は、事業管理の第１の責任部門に委ねられ、全ての会社プロセスの不可欠な部分であると考えられている。したがって、事業構造は、内部統制及びリスク管理プロセスにおいて第一に責任を負っている。通常の事業において、これらの構造は、適用される内部手続に従い、通常の事業活動から生じるリスクの特定、測定、評価、管理、監視及び報告を行うことが要求される。
・「第２レベル」統制であり、特定のコーポレート機能に委ねられ、リスク・カタログに記載されているリスクの種類を、必要な範囲で監視を確保することを目的とする。
・内部監査活動（「第３レベル」統制）であり、ICRMS全体の有効性及び適切性の検査を目的とし、ライン統制及び第２レベル統制を監視することによるものを含む。

ICRMSは、会社の事業の展開及び問題の状況、並びにイタリアの、そして国際的なベストプラクティスをも考慮に入れて、定期的な検証及び検査を受けている。

ICRMSに関与した主要な者の任務及び責任並びにかかる者の間での協力に関する詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な内部統制及びリスク管理制度のガイドライン（2023年12月に最新の更新がなされている。）を参照のこと。一方で、取締役会により、そしてICRMSに関する統制・リスク委員会により2024年に行われた活動の詳細は、「取締役会－役割及び機能」及び「委員会－統制・リスク委員会」を参照のこと。

エネル・グループがさらされている主要なリスク並びに目標及びリスクの管理方針に関する詳細は、本社又は当社のウェブサイト上で一般に閲覧できる2024事業年度に係る年次財務報告書を参照のこと。

5. 企業会計書類の作成を担当する役員

2024年において、エネルの企業会計書類の作成を担当する役員の役割は、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者（ステファノ・デ・アンジェリス（Stefano De Angelis）が務めた。）により担われた。当社の定款に従い、当該役員は、法定監査役会の肯定的意見に基づき取締役会により任命されたのであり、同定款で定められる専門的資格の要件を満たしている。統一財務法に従い、2024年より、上記役員は、連結サステナビリティ報告の認証の責任も負う。

かかる担当役員の活動の詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な「内部統制及びリスク管理制度のガイドライン」を参照のこと。

5.1 財務情報、税務情報及び非財務情報に関するリスク管理及び内部統制制度

企業会計書類の作成を担当する役員は、当社及び当グループの両方の観点で、企業報告に関する特定の内部統制制度を実施した。この制度は、年次財務書類、当グループの中間要約連結財務書類を含む情報の作成を監督するものである。

企業報告に係る内部統制制度は、その実現又は欠如により財務情報及び非財務情報並びに税務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的の達成を部分的又は完全に損なわれる可能性のある行動又は事象の特定及び評価を目的とする、一連の活動として定義される。

この制度は、(ⅰ)上場企業の企業組織の企業会計書類の作成を担当する役員の役割を規定する統一財務法154条の２、(ⅱ)企業サステナビリティ報告指令を国内法体系に導入した法令第125/2024号、(ⅲ)2002年の米国のサーベンス・オクスリー法の第404条に基づき、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式を上場している上場子会社であるエネル・チリ・エスエーに適用される会計記録の適切な管理に関する内部統制に関する規則、(ⅳ)いわゆる「協調的コンプライアンス」制度を定める、法令第128/2015号の規定に準拠して定められている。

この企業報告に係る内部統制制度の構造はまた、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（いわゆる「CoSO報告書」）と一貫して定義されている。この枠組みには、その特性に応じて、事業体及び事業プロセスの両方のレベルで機能する５つの構成要素(22)が含まれている。

(22) この点において、「内部統制－統合的枠組み」モデルにおける５つの構成要素は、環境統制、リスク評価、統制活動、情報システム及びコミュニケーションフロー、監視活動である。

CoSO報告書は、ITの側面に関して、「情報及び関連技術に係る統制目標モデル」（COBIT）により統合される。

企業報告に係る内部統制制度の方法、役割、責任、実施すべき活動並びに実施、監視及び経時的な更新のための情報フローは、特定の手順によって定義され、当社のイントラネット上に掲載される。

この文脈において、報告に関する内部統制ユニットは、適切で機能的な、企業財務報告に関する内部統制のプラットフォーム（いわゆる「ICRプラットフォーム」）のグループレベルでの実施及び管理の責任を負っている。このようなプラットフォームは、従来から内部統制制度の対象である財務報告（いわゆる「財務報告の範囲」）に加え、非財務報告に関する内部統制制度に特化した範囲（いわゆる「ESGの範囲」）及び税務報告に関する内部統制制度に特化した範囲（「いわゆる「税務統制枠組み－TCF」）を統合的に包含している。

ESGの範囲に関して、エネルでは長年、年次財務報告書において、財務及び非財務のデータ及び情報を統合的に表示してきた。2020年以降、企業報告に係る内部統制制度には、一部のESGの指標の定義と集約に関連する新たなプロセスのマッピングを通じて、非財務リスクの管理も含まれている。

その後、ESGの範囲は新たな欧州の規制枠組みに沿って拡大され、2024年には、ダブルマテリアリティ分析から生じたESGのトピックを含むようになり、連結年次財務報告書の管理報告書の特定のセクションに含まれる、連結サステナビリティ報告に記載された。

TCFの範囲に関しては、イタリア税務当局に対する協力的な姿勢を展開するため、2017年から、エネルは当グループの一部のイタリアの会社に対して、税務協調的コンプライアンス体制（いわゆる「税務協調的コンプライアンス」）への参加を推進した。このような参加により、OECDのガイドライン及びイタリアの税務規則に沿った、税務リスクの検出、測定、管理及び統制のための特別な制度（いわゆる「税務統制枠組み」又は「TCF」）の革新的な導入のコミットメントにつながっている。さらに、2021年に単一のVAT納税主体（いわゆる「VATグループ」）の設立の結果として、全てのイタリアの会社がいずれTCFに参加する見通しである。グループ内での統制モデルの均一な適用を確保するため、イタリアの事業領域と並行して、TCFモデルは、現地の規則による具体的な要請がない場合でも、一部の外国（アルゼンチン、ブラジル、チリ及びコロンビア）にも拡大された。

ICRプラットフォーム内において、マッピング方法のプロセス、リスク測定指標及び統制措置の特定は、当該プラットフォームに含まれる全ての適用範囲において一貫しており、これは、企業報告に含まれる情報の信頼性を保証し、また、会計書類を作成するプロセスが、関連する規制の枠組み及び当グループが採用した報告基準／原則に沿って一貫性のある情報を作成するために適切であることを保証することを目的としている。

企業報告に係る内部統制制度の構造

企業報告に係る内部統制制度の定義、実施及び管理のプロセスは、企業会計書類の作成を担当する役員の責任の下で実施され、以下で説明する段階に分けられる。

・関与する経営陣に対する方法、指示及び活動の計画の伝達に加えて、企業の境界及び主要なプロセスの定義。特に、企業報告に係る内部統制制度に含まれるべき当グループ会社の境界は、(ⅰ)連結財務情報及びデータ（量的観点（連結財務書類への潜在的な影響の重大性レベルに関係する。）及び質的観点（事業に関連した特定のリスクを考慮に入れる。）の両面における具体的なリスクレベルに関して）、(ⅱ)連結非財務情報及びデータ、(ⅲ)TCFモデルを導入している企業、(ⅳ)監査法人及び／又は監査機能から受けた勧告に基づいて特定される。関連すると特定された企業において、最もリスクの高いプロセスが定義され、いわゆるトップダウン型のリスク・ベースのアプローチが適用される。

・プロセスのマッピング及び更新、リスク評価、統制の定義、品質保証並びにプライマリー・キー・コントロールの特定。企業報告に係る内部統制制度の定義は、まず、グループレベルにおけるリスク評価活動から始まる。これは、その実現又は欠如により同制度の目的達成自体が損なわれる可能性のある行動又は事象を特定し評価することを目的とする。この点に関して、リスク評価は不正リスクも扱うことに留意すべきである。同制度の更新は、企業報告に係る内部統制制度に関連した独自かつ一元化されたリスクの一覧表である「ICRリスク標準ライブラリ」に基づいて実施される。プラットフォームの全ての範囲に関連するリスクは、事業体レベル（いわゆる「事業体レベル」）及びプロセスレベル（いわゆる「プロセスレベル」）の両方で特定される。特定されたリスクは、関連する統制にかかわらず、影響の可能性及び発生の確率の観点から質的及び量的な要素に基づいて評価される（「固有レベルの評価（valutazione a livello inerente）」として知られる。）。

リスクの評価に続いて、リスクが具体化する可能性を減少させることを目的とした統制の特定が実施される。特に、会社又は会社グループの統制の構造は、中央レベルで決定され、当グループ若しくは特定の地域の場面で共通に適用される統制手段として、又は、単独の会社若しくは事業ラインの観点で横断的な方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を定める。

プロセスレベルでの統制の構造（いわゆる「プロセスレベル統制」）は、(ⅰ)事業活動の実行中に起こり得る誤り又は不正を防ぎ、特定し、是正することを目的とした、（手作業の、部分的に自動化された又は自動化された）一連の活動、及び(ⅱ)以前の統制と同様だが、複数の会社及び／又は異なるプロセスで実施されるいわゆる「横断的統制」として、代わりに、特定の又は監視的な統制を提供する。

職務の分離の統制もまた特定されており、相容れない任務及び職務が同一の者に集中しないよう、不正及び／又は意図しない誤りの防止を確保することを目的としている。相容れない活動の適切な分離はまた、情報システムにおけるユーザーに割り当てられたプロファイリングの分析を通じて確認される（アクセス統制）。

さらに、情報システムの機能及び管理に関連する、いわゆるIT全般統制、及び手動の介入なしにシステム内において自主的に実行する、いわゆる「組み込み」統制は、内部統制制度の不可欠な部分である。

トップダウン型のリスク・ベースのアプローチに従い、統制の異なる特性をリスクの妥当性と関連付ける評価モデルの使用により、主要な統制の中で、最も重要な統制（いわゆる「プライマリー・キー・コントロール」）が特定される。

・関係する経営陣により実行され、自己評価を通じて実施される統制の設計及び運用の評価（いわゆる「ライン監視」）。情報のプロセス、リスク及び統制の適切性を評価するため、プロセスの所有者により、６ヶ月毎に特定の監視が実行され、関連する統制の設計(23)及び有効性の管理(24)を検証することを目的として、報告に関する内部統制ユニットにより調整されている。

(23) すなわち、特定されたリスクを許容可能な範囲に軽減するための統制の適合性。
(24) 当該期間中に、統制が機能していることを確認することを目的とした活動であり、「設計」に従って実際に実施されることを意味する。

・監査機能による統制についての独立した検証活動（外部顧問のサポートを受ける。）。上記箇条書きで述べた監視に加えて、その設計及び運営を確認するため、プライマリー・キー・コントロールの中の重要な部分に関し、独立した検証活動が、毎年行われている。
・不備の評価、是正措置の承認及び監視。ライン監視及び独立した検証活動により、統制の有効性及び／又は設計における潜在的な不備が特定される。これらの不備は、情報への潜在的な影響に関して、不備が(ⅰ)軽微、(ⅱ)重要又は(ⅲ)重大のいずれかに分類している。不備が明らかとなった場合、企業報告に係る情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的が達成されるために講じられ又は講じられる予定の是正措置も特定される。
・最高経営責任者及び企業会計書類の作成を担当する役員による最終的な証明書（内部証明のフローにより補助される。）の確定を進めるための、企業報告に係る内部統制制度の結果の統合及び総合評価。この点において、ライン監視及び独立した検証活動の結果、指摘された不備及び関連する是正計画は、定期的な要約情報フローを通じて企業会計書類の作成を担当する役員に伝達される（いわゆる報告）。これらのフローは、企業会計書類の作成を担当する役員が統制・リスク委員会、法定監査役会及び法定監査法人に対して提供する、企業報告に係る内部統制制度の適切性に関する定期的な開示／更新のためにも使用される。

当該報告に基づき、そして関連するコーポレート機能の責任者により発行された証明を考慮に入れて、企業会計書類の作成を担当する役員は、最高経営責任者とともに、(ⅰ)単体財務書類、連結財務書類又は中間要約連結財務書類（その時々の関連書類による。）の作成のために確立された事務及び会計手続の適切性及び実際の適用に関する特別の証明書、そして(ⅱ)2024事業年度から、管理報告書に含まれる連結サステナビリティ報告が、当該文書に適用される報告基準及び環境的に持続可能な活動に関する分類に関する規則（EU）第2020/852号の規定に準拠していることについての追加の証明書を発行する。

・ICR手続／事務及び会計手続の準備及び公表。ICRプラットフォームに包含される各業務プロセスについては、役割、責任、データ及び情報フロー並びに特定された統制を説明する適切な文書化が維持されている。プロセスの所有者により行われた監視活動を受けて、「ICR手続／事務及び会計手続」を構成する書類（すなわち、叙述、フローチャート及び統制のリスト）が、その正式化を進めるために、サポートシステムから取り出される。これらの手続は、当社のイントラネット上に掲載される。

上記の方法の適正な適用は、企業報告に係る内部統制を取り仕切る現地組織及びライン監視に関与するプロセスの所有者の両方を対象とする研修会によって確保される(25)。

(25) サステナビリティ報告プロセスに関連する内部統制及びリスク管理制度の主な特徴に関しては、2024年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ GOV-５に従って記載される情報を参照のこと。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの単体財務書類及び当グループの連結財務書類の法定監査は、監査法人のKPMGエスピーエーに委任されている。

かかる監査法人への委任は、法定監査役会の提案に基づき、2019年５月16日の定時株主総会によって、2020年度から2028年度について行われた。

2023年６月から、エネルの法定及び連結財務書類の監査を担当するパートナーはダビデ・ユティリ（David Utili）氏である。

2024年12月、法定監査役会は、KPMGエスピーエーに委任された、エネルグループの2024事業年度の連結サステナビリティ報告に関する限定保証業務の委任条件について、法令第125/2024号第18条第１項に言及された移行規定に基づき、審査し承認した。2009年より、当グループ内で業務を行う監査法人の独立性を維持するため、当グループ会社による、かかる監査法人又はかかる監査法人のネットワークに属する事業体への業務委託を統制する特定の手続が採用された。同手続は、自主的に採用された時点で、エネルの法定監査役会が定めた当グループの主要な社外監査役に対する独立性要件の管理及び監視のために、重要なコーポレート・ガバナンスの柱となった。2017年11月（及び、直近では2021年２月）、関連するイタリア法及び欧州の法的枠組みが変更した結果、エネルの法定監査役会は、「内部統制及び監査委員会」としての立場で、第39/2010号の19条に従い、上記の手続を更新した。かかる手続に従い、同法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（すなわち、法定監査委託以外の委託任務で、かつ法令により規定される不適合性のない任務）の当グループの主要な社外監査役又はかかる監査役のネットワークに属する法人への委託に関し、事前承認の依頼を受ける。主要な社外監査役の独立性を妨げる可能性のない一部の類似した追加任務に関しては、法定監査役会は、事前の承認を表明することなく、むしろかかる追加任務の許可に関する事後の定期情報の受取人となるものとする。この場合、エネルの「監査」機能及び「コーポレート」機能は、かかる簡素化された手続につき、必須条件の存在を随時確認するものとする。統制市場に株式又は社債を上場するエネルのグループ会社（エネルを除く。）又はその子会社による主な社外監査役のネットワークに属する事業体への追加任務は、当該上場会社に適用される法律及びその経営上の自主性に従い、社外監査役の独立性の監視に関してエネルの法定監査役会が行使するものと同様の機能を行使する会社組織による事前承認、又は当該会社組織に対する事後の定期的な情報の提供の対象となる。

6.2 イタリア監査院（Corte dei Conti）の監督

イタリア監査院（Corte dei Conti）は、この目的のために選定した審査官によりエネルの財務管理を監督する。この役割は2024年中、受託審査官であるフランチェスコ・ペトロニオが担っていた。

イタリア監査院により選任された審査官は、取締役会及び法定監査役会に出席する。この点に関して、2009年以降、取締役会は、審査官に対し、参加した会社組織の各会議につき、1,000ユーロの参加手当を支払うことを決議した。

取締役会は、イタリア監査院（Corte dei Conti）の代表評議会によってこの点に関して確立された新たな規則を考慮して、2024年９月の時点でそのような参加手当を廃止することを決定したことに留意されたい。イタリア監査院は、実施された監督の結果に関する報告書を上院議長府及び下院議長府に対して毎年提出する。

7. エンゲージメント方針

エネルは、当社及び当グループが行う事業に関する理解度を高めるために、機関投資家に加え株主及び社債権者一般、並びにそれらの各団体と各役割の相互理解に基づく恒常的でオープンな関係を確保することは市場に対する義務のみならず、自社の利益にも即していると考えてきた。この関係で、エネルは、市場濫用に関するイタリア法及び欧州規制に従い、海外におけるベストプラクティスに即して、かかる対話者との正しい透明性のある対話を継続している。過去数年間において、かかる対話活動は、株主総会への機関投資家の積極的な参加と並行して進められてきた。

かかる対話の方法を規制するため、2021年３月、取締役会は会長の提案により、最高経営責任者と共同で、大部分がエネルにおいて既に従っている方針を具体化したもので、作成に際し当該事項に関して機関投資家が採用しスチュワードシップ・コードに反映されているベストプラクティスを考慮した、特別なエンゲージメント方針（当社ウェブサイトで閲覧可能である。）を採用した。

このエンゲージメント方針は、2024年に定期的に実施された。

・エネルが証券取引所上場以来確立してきた方針に沿い、特に以下に関して、対話活動に責任を負う組織構造を主に規定する。

－機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との継続的な対話に責任を負う、現在「事務管理、財務及び統制」機能の一部である「投資家関係」ユニット

－個人株主及び社債権者と継続的に対話し、相対的な関心事に関する一切の有益な説明を行う、「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能の一部である「コーポレート業務」ユニットの特設エリア。

前述の組織構造によって、及び正式な権限を有するその他の会社代表者によって、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者の大部分に提供される情報は、正確性、明確性、一貫性、完全性及び対称性の基準を満たしている。またかかる情報は、会社情報の処理に関してエネルが採用する規則の規定に従って適時に提供されている。

「投資家関係」部は、具体的には以下、すなわち(ⅰ)エネルの「エクイティ・ストーリー」の作成、当社の主要経営陣及び金融業界間の会議の主催、(ⅱ)格付機関及び債券投資家との関係管理、(iii)機関投資家及び金融アナリストとの関係管理、(iv)エネルの上場子会社に出資する機関投資家との関係管理の調整、(ⅴ)エネルの株式に関する市場分析及び報告の作成（金融アナリストのコンセンサスの監視も行う。）、(vi)エネルの株価に影響を与えるプレス・リリースの作成、並びに投資家に向けた当社のウェブサイトの開発及び更新に関し、「コーポレート業務」ユニットと連携した「対外関係」機能の支援を取り扱う。

－特に以下に関して、対話に用いられるツール及び対話が行われる方法の説明。

－非常に重要とみなされる文書及び情報を集めた当社のウェブサイトの「投資家」セクション（イタリア語及び英語の両言語に対応）の内容。具体的には、かかるセクションには、経済及び金融の情報、並びに株主及び社債権者の大多数にとって関心のある最新情報及び文書の両方が含まれている。

－当社ウェブサイト上で公表され、また株価に影響を与える場合は現行法に従って公開される、最も関連性の高い事象に関するプレス・リリース。

－株主総会。これについては「株主総会」の項に記載されている。

－以下の「投資家関係」部が計画する機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との定期的な交流機会、すなわち(ⅰ)既に市場に開示した定期的な経済及び財政結果を解説する電話会議、(ⅱ)主要経営陣が当グループの最新の事業計画を説明する金融界との年１回の会議（いわゆる「キャピタル・マーケット・デー」）、(ⅲ)主要経営陣が機関投資家と面会し、市場濫用に関する欧州及び国内の規制に従って当グループの事業計画、最新の経済及び財政データ並びに進行している臨時取引（もしあれば）について詳細に説明する定期的「ロードショー」。

－機関投資家との対話活動に取締役が関与する可能性を規定する。この点に関して、機関投資家は、「投資家関係」部との間で対話を行った後であっても、特に重要な問題についてさらに踏み込んだ分析を行う必要があると考える場合、まず、かかる「投資家関係」部から適切な説明を求めなければならないと規定されている。「投資家関係」部は、必要に応じて協議中の問題に対処する当社の他の主要経営陣を交えた、特別な会議を開く。機関投資家は、当該会議後も当該会議で取り扱った事項の重要な点について疑義が残る場合、「投資家関係」部に連絡し、当社取締役会との協議を要請することができる。このような要請があった場合、「投資家関係」部は「企業業務」部と連携して取締役会会長に速やかに通知し、取締役会会長は他の取締役に速やかに通知する。必要に応じて、「投資家関係」部は、場合により以下を含む特別な会議を開催する。

－最高経営責任者。当社の経営の主たる責任者として機関投資家に対応し、自己の経営権の範囲に含まれる事項について説明を行う権限を有する者である。

－取締役会会長。機関投資家に対して当社及びエネル・グループのコーポレート・ガバナンスに関する事項について適切な説明を行うため、自らの役割及び委任された権限を踏まえ、機関投資家と協議する権限を有している。

－取締役会の最高経営責任者との合意により、最高経営責任者との合意に基づき、取締役会が自ら決定する権利を害することなく、取締役会会長から参加を要請されたその他の取締役で、審議事項との関連で有用と思われる場合、各取締役会委員会の所属も考慮する。この場合、取締役会会長及び最高経営責任者は、当社及び当グループの利益のために協調及びアプローチの統一を図るため、エネルが採用した企業情報の処理に関する規則の規定に従い、当該会議に招集されたかかる他の取締役と、当該会議で議論される議題についての立場を事前に共有しておく。

またエンゲージメント方針には、機関投資家との会議に参加する際には、取締役は候補者名簿の提出及び／又はその選任に投票を行った株主に関して委任制限を設けないという一般原則を確実に遵守するものとし、当社又はエネル・グループに関する機密情報又は潜在的に内部的な性質を有する情報を開示することを控えるものと規定されている。

会長は、あらゆる株主との対話の進捗及び重要な内容について、いかなる場合も速やかに取締役会に報告されるよう徹底する。

2024年、当社は、機関投資家及び金融アナリストと、経済金融及びESGの両面から対話を継続した。

具体的には、対話では主に、マクロ経済動向が当グループの事業成績、処分計画の進捗状況、資本配分及び財務柔軟性の活用並びに当グループの資産のコンセッションの更新に与える影響について重点が置かれた。さらに、特に気候変動及び人権尊重に関する事項に係る持続可能性に関する特定の側面も、対話の主題となった。また、株主総会で株主に高く評価された2024年の当社の報酬方針の策定についても、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに焦点を当てた対話を行った。

エネルでは、当グループの戦略の定期的なアップデートや、市場の期待に沿った企業報告にするため特に持続可能性の分野で有用と考えられる追加的な情報要素を特定する際に、前述の問題について機関投資家や金融アナリストから寄せられた意見を考慮に入れている。

8. 株主総会

前項で言及したエンゲージメント方針にも明記されているとおり、対話のツール及び機会は多岐にわたるとはいえ、エネルは、株主総会を株主と取締役会間の協議のための重要な機会とみなしている。その中で、当社は長きにわたり、株主総会への取締役の定期的な出席を約束するとともに、株主総会を適切に強化する具体策の採用が賢明であると考えてきた。特に、（当社及びその子会社の）従業員株主の間での委任状勧誘を強化すること並びに株主総会における意思決定プロセスへの参加を促進することを目的とした当社の定款の規定について言及している（かかる規定は、「所有構造－従業員の株式保有：議決権行使の仕組み」に詳細に記載されている。）。

イタリア民法、統一財務法及びCONSOBによって採択された施行規則における、上場会社の株主総会の機能に関する適用のある法令は、近年大きく変更及び修正され、株主の権利の行使が実質的に促進された。

株主総会は、定時総会及び臨時総会のいずれにおいても、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役会及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任の決定（もしあれば）、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行について決議を行うことができることに留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時及び臨時株主総会は、通例１回招集され（ただし、取締役会が、株主総会は１回より多く招集されることが望ましいとみなす場合、招集通知にその旨を表明することにより、追加設定することができる。）、適用ある法律に規定された過半数をもって構成及び決議され、また当社の登録事務所が所在する地方自治体において開催される（別途取締役会により決定された場合を除くが、ただしイタリア国内で開催されるものとする。）。

定時株主総会は財務書類を承認するため事業年度終了後180日以内に少なくとも１年に１回は招集されなければならない。

統一財務法は、株主総会に出席し議決権を行使する権利について、議決権を行使することができる者宛ての連絡によって証明され、仲介機関によって発行者へ送られ、株主総会が開催される日の７営業日前の日（以下「基準日」という。）の終了時の会計記録に基づき発行されなければならない、と規定している。

議決権を行使する資格のある者は、以下を行う。

・議題の事項について、株主総会の前であっても、招集通知で指定された期限までに質問することができる。かかる質問は、株主総会中までに回答される。
・株主総会の通知に示された当会社のウェブサイトの特定の項目を通して委任状を送付することによって、電子的手段によっても、その委任状を当会社に提出することができる。
・代理人が株主に対して利益相反を生じさせている状況を書面により通知し、株主の代わりに代理人が投票しなければならない各決議について具体的な議決権行使の指示がなされている場合、株主総会において利益相反の立場にある代理人によって代理投票されることもできる。
・当社により任命された代理人に対して、全て又はいくつかの議題の事項についての投票指示が記載されている委任状を付与することもでき、これは株主総会の日の２営業日前の取引終了時までに関係者へ送られなくてはならない。かかる委任状は、株主によってその費用が負担されるものではなく、CONSOBが作成した別表に従い記入されなくてはならず、投票指示がなされているものに関連する提案についてのみ有効である。

統一財務法及びCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの定款（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）は取締役会に、個々の株主総会に関して電子的手段による株主参加の可能性について定め、株主総会の招集通知においてかかる参加についての条件を指定する権限を与えている。

株主総会は、法律及び定款に加えて、当社のウェブサイト上で閲覧可能な特別規則に従って執り行われる。

株主総会は、取締役会の会長が議長を務めるが、会長が不在であるか又は支障のある場合は副会長（もし任命されているならば）が議長を務め、両者が不在の場合、取締役会により指名された者が務め、指名のない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、秘書役の補佐を受けるものとし、議事録の作成が公証人に委託される場合には秘書役は出席しなくてもよい。株主総会の議長は、とりわけ総会が適正に成立していることを検証し、出席者の本人確認及び資格を検証し、手続を規制し、投票の結果を確認する。

各株主が議題の事項についての発言を請求する権利に関しては、株主総会の規則は、総会が確実に１回で終えられるようにするため、議長が、発言を請求する株主の数及び株主総会前に株主による当会社が応答していない質問（もしあれば）の他、協議される具体的な事項の性質及び重要性を考慮に入れ、参加者からの発言及びその応答に係る時間の制限（通常前者は10分以内、後者は５分以内である。）をあらかじめ決定することを規定している。議決権を有する者であれば誰でも、発言権を有しており、意見を述べたり、情報を求めたり、提案をすることができるが、協議される事項についての発言権は１回に限られている。議長又は議長の要望により議長の補佐をする者は、協議されている事項に関して発言した参加者に対し、全員の発言が終わったときに又は各発言が終わってから応答するものとする。発言を要求した者は、簡潔な応答を受けることができる。

総会の決議は、議長及び秘書役又は公証人により署名された議事録に記録される。臨時株主総会の議事録は、公証人により作成される。

また、2024年５月23日に開催された株主総会において、当社は、株主総会に出席する権利を有する者は、統一財務法第135条の11に従って当社により任命された代理人を通じてのみ出席することができることを規定した法令第18/2020号（改正の上で法律27/2020号に移行された。その適用の最終期限は法令第202/2024号（改正の上で法律第15/2025号に移行された。）第３条第14項の６により2025年12月31日まで延長された。）第106条第４項に企図されている権利を行使した。これにより、株主はまた、統一財務法第135条の９に定める形式により、当該代理人に対して委任状又は復委任状を例外的に付与することができた。

なお、2025年５月22日の株主総会においても同様のアプローチが採用された。

当社の定款には、株主総会に出席する権利を有する者が、統一財務法第135条の11に従って当社により任命された代理人を通じてのみ出席することができることを永続的に（すなわち、上述の法令第18/2020号第106条第４項の適用期間を超えて）認めることを意図した具体的な条項は含まれていないことに留意されたい。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者取引

CONSOBの規則を遵守して取締役会により採択され、エネルにおいて、エネルにより直接であるか又はその子会社を通じて間接にであるかを問わず行われる関連当事者取引に係る承認及び完了について規定する手続が実施された。かかる手続の実施は、関連当事者取引の透明性及び公正性を実体面でも手続／形式面でも確保することを目的とする。当該手続は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2010年11月に取締役会において承認され、直近では2021年６月に更新された、エネル内において現在有効な手続に従い、当社が直接に実行する関連当事者との取引は、以下の３つのカテゴリーに分けられる。

・「重要な取引」、すなわち、取引の等価価値、取引の対象である事業体の資産、及び買収される事業体の負債を考慮した３つの関連する指標について、特定の量的基準（５%相当）を超えている取引をいう。かかる取引が、適用ある法律又は定款によって株主総会の承認が必要とされない場合は、取締役会の承認に従う必要がある。
・「重要でない取引」、すなわち「重要な取引」及び「少額の取引」以外の取引をいう。
・「少額の取引」、すなわち、取引が実行される関連当事者のカテゴリーによって区別される、特定の基準を下回る等価価値によって特徴付けられる取引をいう。上記の手続は、「少額の取引」には適用されない。

関連当事者との取引の完了におけるエネルの利益並びに関連する条件の便宜及び実質的な公正性について、関連当事者委員会が事前に適切な意見を表明できるようにするため、かかる手続において「重要な取引」についての交渉及び予備調査も対象とする具体的な情報フローを決定する。

関連当事者委員会が発表した意見の有効性については、以下のとおり定められている。

・「重要でない取引」については、かかる意見は拘束力を持たない。しかしながら、エネルは各四半期の終了から15日以内に関連当事者委員会の否定的な意見がある場合に当該四半期において承認された「重要でない取引」の相手方、対象及び対価並びにかかる意見が共有されなかった理由を記載した書類を一般に公開するものとする。

・「重要な取引」については、関連当事者委員会が否定的な意見を公表した場合は、当社の取締役会が、定款に規定されている場合には（実際に規定されている。）、当該取引を定時株主総会に付議し、その承認を得ることができる。定時株主総会は、法律、定款及び利益相反のある場合に適用される規定が要求する過半数に影響を及ぼすことなく、議決権を有する関係のない株主の少なくとも半分の賛成票をもって決議を承認する（以下「ホワイト・ウォッシュ」という。）。いかなる場合であっても、「重要な取引」の完了は、株主総会に出席している関係のない株主が議決権付きの株式資本の少なくとも10%を占めることによってのみ阻止される。

取締役が、自己又は第三者のために、当社の利益と相反する取引に利害関係を有する場合（いわゆる「取引に関与した取締役」）、当該取締役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかに他の取締役及び法定監査役に届け出て、当該取引の承認に係る決議を棄権するものとする。また、当社の最高経営責任者が現行の権限委譲制度に基づき承認する権限を有する取引について、最高経営責任者又は最高経営責任者を通じてつながりのある者が関係を有する場合、最高経営責任者は当該取引の承認を差し控え、これを取締役会に委任する。

当社の正規の法定監査役のうち１名又は当該正規法定監査役を通じてつながりのある者との間に利害関係がある場合、当該利害関係のある法定監査役は、かかる利害の性質、期間、原因及び範囲を速やかにその他の法定監査役及び取締役会会長に通知するものとする。

さらに、当該手続は、当社の最高経営責任者が付与された権限を行使して実行した活動に関する定期的な報告において、取締役会及び法定監査役会に対して少なくとも四半期毎に「重要な取引」及び「重要でない取引」とされた関連当事者との取引の実行に関する具体的な情報を提供することを定めている。

エネルが直接ではなく子会社を通して実行した関連当事者との間の取引について、具体的な手続が規定されている。この点に関して、当社の取締役会（取引に関与した取締役は決議を棄権する。）又は資格ある代理機関が現行の権限委譲制度に基づき、関連当事者委員会の拘束力のない事前の意見とともに、以下の１つ又は複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的及び／又は間接的に支配している会社が実行する関連当事者との間の取引の事前の評価を行う。

・特殊な取引又は異例の取引
・当該手続の適用範囲から外れた取引を除く、同等価値が10百万ユーロを超える取引

またこれについて、代理機関又は代理機関を通じてつながりのある者が関係を有する場合、代理機関は、エネルが直接的又は間接的に支配する会社による取引の完了に関する承認を差し控え、かかる評価を被代理機関に委任する。

エネルが直接実行した「重要でない取引」に関して上述されているように、子会社を通して行われる取引についても、関連当事者委員会が否定的な意見を表明したにもかかわらず、当社の取締役会又は現行の権限委譲制度に基づく資格ある代理機関が、かかる手続の目的に関連する子会社の取引の実行について賛成意見を表明した場合、エネルはかかる否定的な意見が共有されなかった理由が含まれた具体的な書類を公表しなければならないと定められている。

かかる手続は、関連当事者取引の特別な種類（うち主なものは、市場と同等又は標準の条件で実行される通常取引並びにエネルが（共同であっても）支配している会社との間の又はかかる会社間の取引及びエネルの関連会社との間の取引（ただし、取引の相手方である子会社又は関連会社が、エネルの他の関連当事者に重要な利益（当該手続で定義されている。）を有していない場合に限る。）である。）には適用されない。

緊急の場合に株主総会によらずに関連当事者取引の承認を得るために、簡易化された手続も定められているが、「重要な取引」に関する取締役会の排他的権限及び当該取引に関与した取締役が決議を棄権する義務には影響を与えず、かかる取引について、当社のその次の定時株主総会において拘束力のない投票を行うことが必要である。

また、取締役会は、コーポレート・ガバナンスに関して特別なベストプラクティス・ガイドラインを2015年１月に承認し、2021年６月にこれを更新した。それに従い以下を行うものとする。

・エネル及び他グループ会社は、取締役（又は取締役の関連当事者に属するといえる自然人若しくは法人）に対していかなる形態でも資金提供を差し控えるものとする。
・取締役は、取締役会及び関連当事者委員会に対して、エネル又は当グループ会社との職業上の契約又は商業上の関係（電力及び／又はガス及び／又はその他サービスの提供に関するものを除き、市場条件で規定されているもの）について直ちに報告するものとする（想定報酬が関連当事者取引に関する上記の会社手続により設定された最低値（すなわち、年間ベースで合計50,000ユーロ）を下回る場合を含む。）。

9.2 企業情報の処理

エネル・グループは特別な規則を適用するが、それには当社内の機密情報の管理及び処理に関する関連規則が含まれ、エネル及びその子会社に関する書類及び情報（特に内部情報）の公開のために従われるべき手続を指摘している。かかる規則は、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告及び内部情報の管理についてのCONSOBガイドライン、並びに適用ある欧州及びイタリアの市場濫用規則に従って採用された。

2000年２月に取締役会が採択し、直近では2018年９月に上記のCONSOBガイドラインを考慮に入れるために修正されたかかる規則は、市場に公開された企業データ及び情報が正確、完全、十分、適時かつ非選択的であることを確保すると同時に、第一には、機密情報を未公開のままにしておくことを目的としている。

規則では、当社の最高経営責任者及び当グループ会社の最高経営責任者に対し、個別の子会社に関する機密情報の公表は、いかなる場合においてもエネルの最高経営責任者との合意の上で行われなければならないと定めることにより、各自の権限範囲に係る機密情報の管理に関する一般的な責任を委任している。

また規則は、当グループ外への会社に関する文書及び情報を流通させる場合にとるべき具体的手続（内部管理、当該情報の取扱い及び開示、内部情報並びに財務情報に関する個別の規則を規定する。）についても定めており、会社の代表が報道機関及び他のマス・メディア（並びに金融アナリスト及び機関投資家）と接触する方法について、注意深く規制している。

かかる規則は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2024年、市場濫用に関する欧州及び各国の規制に従い、エネルは、以下を行った。

・(ⅰ)雇用、職業又は義務の実行を通して当社又は当社以外の当グループの会社に代って社外秘の情報を入手できる全ての個人及び法人を記録する登録簿（いわゆる「インサイダー・リスト」）、並びに(ⅱ)当該情報を入手することができる者のリストを定期的に更新してきた。2017年６月、最終的には2018年12月及び2024年11月、EUの法制により導入された重要な新たな規定及び上記CONSOBガイドラインに含まれる当該指示並びに当社の組織構造のいくつかの変更を考慮するため、この点について当社が採用した方針を更新した。

・「関係人物」又はそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の発行株式又は社債、デリバティブ及びその他それらに連動する関連金融商品に係る取引の透明性について内部取引における規則を適用した。特に、「関係人物」には、エネルの取締役及び正規の法定監査役並びに適用ある法律に定められた基準に従い最高経営責任者によりエネル内で指名された５名のその他の管理役職が含まれる（2025年４月現在）が、これは、かかる役職者が内部情報を常に利用でき、また当社の将来の発展及び事業展望に影響を与え得る経営意思決定を行う権限を有しているためである。2017年３月に、エネルの取締役会は、関連するEUの適用ある法律により2016年に採用された重要な修正につき認識し、内部取引について特別の会社規則（直近では2024年９月に更新された。）を承認することが適切であるとみなしたことに留意されたい（当社のウェブサイトで閲覧可能である。）。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチ及び（内部関係、外部関係の双方において）当グループ自身が高い評価を受けることの重要性を考慮するとともに、当グループが行う活動に伴う社会的及び環境的影響を認識することにより、当グループの倫理規定の作成が促され、当社取締役会において2002年３月に承認された。

この規定（当社ウェブサイトにて閲覧可能）は数回にわたり改正され、最近では2025年４月、現行の参照枠組み、当グループの組織構造及び手続制度の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるために改正された。

したがって、倫理規定は、事業の運営に関する公約及び倫理的責任を明示し、全利害関係者に関して最大限の透明性及び公平性を要求する基準に従って、企業行動の規制及び調和をさせている(26)。具体的には、以下の内容からなる。

・利害関係者との関係に関する一般原則。当該一般原則が、業務を遂行する上で当グループを動機づける基本価値を決める。かかる原則の中で、適法性、公平性及び無差別性、機密性、株主の価値創造、人材の価値、情報の透明性及び完全性、サービスの質、並びに環境保護については、具体的に言及する。

・各種利害関係者に対する行動基準。一般原則の遵守を確保し、非倫理的行為のリスクを回避するために、エネルの役員及び従業員が守らなくてはならないガイドライン及び規則を具体化する。
・実施メカニズム。倫理規定の遵守及び継続的更新を確保するために考案された統制制度を規定する。

(26) 企業文化及び事業活動方針の詳細については、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS G1-1に従って記載される情報を参照のこと。

9.4 法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル

2002年７月以降、当社の取締役会は、2001年６月８日付け法令第231号の要件に従い、組織及び管理モデルを採用している。この法令は、イタリアの法制度に、会社の取締役、役員又は従業員が会社自体の利益のために犯した複数種類の犯罪について、会社に対する行政責任を負う制度を導入したものである。

当該モデルは、「一般事項」（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）及び個別の「特別事項」により構成され、事業組織構造の展開及び法令第231/2001号の規定に基づき上記モデルが防止しようとする多種の犯罪の展開を反映するために随時補足及び更新がされている(27)。

(27) 当該モデルが防止しようとする犯罪には、具体的には(ⅰ)行政機関との取引における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)企業犯罪、(iii)テロリズム又は民主的秩序破壊の犯罪、(iv)個人に対する犯罪、及び違法な労働の斡旋と搾取、不法滞在の外国人の雇用、人種差別と外国人排斥の犯罪、(ⅴ)市場の濫用に関する犯罪及び行政違反、(vi)労働における安全衛生の保護に関する規則に違反して行われた過失致死罪及び重大又は重篤な傷害の犯罪、(vii)故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用、自己洗浄及び資金の不正譲渡、(viii)サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害の犯罪、(ix)組織犯罪に関連する犯罪、(ⅹ)環境犯罪、(xi)私人の汚職及び私人の汚職扇動の犯罪、(xii)租税犯罪が含まれる。

同時にエネルは、一般的な観点から、当グループの他のイタリアの会社により導入された組織及び管理モデルの更新を目的とした活動を奨励した。これは当グループの組織及び管理構造を考慮した適正かつ統一的な実施を促進することを目的としている。

2016年９月に、エネルの取締役会はまた、「エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム」（以下「EGCP」という。）を承認し、それは直近では2025年４月に更新された。それは、当グループのイタリア国外の会社に宛てた文書であり、当社の刑事責任及び関連する風評リスクをもたらす可能性のあるイタリア国外の犯罪行為（例えば、行政機関に対する犯罪、不正会計、マネーロンダリング、職場の安全に関する規則に違反して行われた犯罪、環境犯罪等）の遂行を防止するための当グループの倫理的及び専門的コミットメントを強化することを目的としたガバナンス手段である。

EGCPは、かかる問題に関する主要な国際的な参考規定（すなわち、腐敗防止に向けた主な国際条約、英国贈収賄法、米国海外不正行為防止法）に沿って、また当グループの現在の組織構造及び当グループが業務を展開している様々な国々の法的枠組みに適用される具体的な関連規則を考慮して作成されている。

上記のモデルの効果的な適用を監督し、その更新を監督するエネルの監督機関は、取締役会が指名した３名乃至５名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性及び職業経験を有し、当社若しくは当グループの出身者又は社外の者から選任される。2023年７月、エネルの取締役会は、企業組織及び企業犯罪法に関する職業的な専門知識全般を有する社外からの構成員３名（フィロメナ・パッセッジオ（Filomena Passeggio）（議長も務める。）、サルバトーレ・デ・ベリス（Salvatore De Bellis）及びアンドレア・マセッティ（Andrea Mascetti））から構成される新たなSBを任命した。この構成は、判例法上の慣行及び方向性に準拠しており、エネル社外の能力及び経験の貢献によりSBの自律性及び独立性を高め、内部統制及びリスク管理制度に関与する様々な主体の間で適切な調整を確保する必要性を満たしていると考えられている。具体的には、この調整は、(ⅰ)SBが法定監査役会及び（統制・リスク委員会を通じて）取締役会し、並びに継続的に会長及び最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役である。）に対しては提供する実施した活動に関する情報により、また(ⅱ)「監査」機能及び「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能に属するコンプライアンスユニットの責任者のSB会議への定期的な参加により、確保されている。

SBの構成員の任期は当社の取締役会と同じであるため、2025年の財務書類が承認される日に任期は終了する。

2024年中、SBは、上述の組織及び管理モデルに基づき規定された有効な企業行動規範の遵守を確認することを目的としたSBの業務を実行する上で、以下を行った。

・会議を11回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の支援も得て行われた、主要な事業分野（当該モデルにとって重要なもの）の分析及び当該分野の統制手続の調査について議論を行った。
・その他の主要な当グループの会社の監督機関（又は類似の機関）と、それぞれの機関に委ねられた意思決定の自主性を尊重しつつ、関連する事実及び監督活動で明らかとなった重大な問題についての会議を開催した。
・モデルの内容について従業員の継続的な更新を許容することを目的とする、訓練イニシアチブを推進した。
・活動について、取締役会会長及び最高経営責任者に対して報告をした。また、取締役会（統制・リスク委員会を通じて）及び法定監査役会に対しては定期的に報告をした。

さらに、2024年に、SBは、特定の法律の改正と企業の組織構造の変化を考慮するために、組織及び管理モデルのアップデートを推進した。2024年２月に取締役会によって承認されたこの更新は、「一般事項」と、(ⅰ)行政との関係における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)企業犯罪、(ⅲ)税犯罪、並びに(ⅳ)故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用、自己洗浄及び資金の不正譲渡に関連する「特別事項」に関するものである。

9.5 「腐敗ゼロ・トレランス」計画及び腐敗防止管理制度

2006年より当社は、グローバル・コンパクト（2000年に国連が提唱した行動計画）及びPACI（2005年にダボス世界経済フォーラムが提唱した腐敗防止パートナーシップ）のエネルによる遵守を具体化するために腐敗ゼロ・トレランス計画－ZTC（以下「ZTC計画」という。）（直近では2025年４月に更新された。）を制定した。

ZTC計画（当社のウェブサイトにて公開されている。）は、倫理規定及び法令第231/2001号に従って採用された組織及び管理モデルを補完するものであり、腐敗に関してさらに重要な進歩をもたらすものであり、トランスペアレンシー・インターナショナルにより策定された原則の実施のための一連の勧告を採用することを目的としたものである。

2017年中、エネルは、国際基準であるISO37001:2016（「贈収賄防止管理制度」）に認定された腐敗防止管理制度のコンプライアンスの認証を取得した世界でも最初の企業の１つとなっていた。かかる認証は、著名な公認の認証機関が行う独立した査定手続の後に付与され、かかる手続は２段階で行われる。最初にエネルの腐敗防止管理制度の構造の適切性（ガバナンス、役割及び責任、管理構造等の観点から）を確認し、それゆえに具体的な適用及び有効性の水準を査定する。

2024年中、当社は、当グループに属する他の重要な会社がISO37001:2016の認証を取得するための活動、並びに既にこの認証を取得している当グループの会社による同認証の維持に関連した活動を実行した。

組織的な観点から、当社は、ISO37001:2016の基準に従った「腐敗防止コンプライアンス機能」の役割を、「法務、会社業務、規制及び反トラスト関連業務」及び「人員及び組織」機能の責任者から構成される社内合議体に割り当てている。この機関は、とりわけ、内部構造を監視する任務並びに贈収賄の管理及び防止のための制度の実施を委ねられている(28)。かかる制度は、当グループのより広範な内部統制及びリスク管理制度（ICRMS）（その詳細は、同名の段落に記載されている。）の一部を構成し、その適切性及び有効性は、監査機能によって体系的かつ独立して評価されている。

(28) 能動的又は受動的な腐敗の事例の防止、特定及び管理のために採用された手続の詳細については、2024事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS G１-３に従って記載される情報を参照のこと。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権に関する方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能であり、直近では2025年４月に更新された。）を制定し、地域の文化的、社会的及び経済的な相違を考慮しつつ、当グループが事業を行う各国に影響を与える企業活動及び取引関係の関連性から、エネルがこの点に関して取り組む原則を定めている。同時にエネルは、ステークホルダーに対し、取引先との関係における遵守、並びに委託業者、サプライヤー及び商業・財務パートナーによる遵守を促進しつつ、主に当グループの従業員に関して前述の原則に沿った行動をとるよう求めている。

この方針は、倫理規定、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル並びに人権問題についての「腐敗ゼロ・トレランス」計画に基づき既に規定されていたコミットメントを補強するものである。

(2)【役員の状況】

(a) 取締役

男性取締役５名及び女性取締役４名（女性取締役の比率44.4%）

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2023年５月10日に効力が生じ、任期は2025年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、役職、生年月日、略歴、そして当社が受領した連絡及び関係者からの情報収集の結果、当社の認識する限り、取締役会の構成員が2025年５月26日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
会長（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	パオロ・スカローニ（1946年11月28日）	現在、ACミラン及びジュリアーニの取締役会会長を務めるほか、ボッコーニ大学のエネルギー移行及びエネルギー地政学修士課程で客員教授を務めている。1969年にミラノのボッコーニ大学で経済学の学士号を取得し、４言語に堪能であり、シェブロン（1969年から1971年）においてプロとしてのキャリアを開始した。 ニューヨークのコロンビア大学で経済経営学の修士号を取得（1972年）した後、マッキンゼー＆カンパニーでコンサルタントとして勤務（1972年から1973年）した。 1973年にサンゴバンに入社し、イタリア（1973年から1978年）及びラテンアメリカ（1978年から1983年）において様々な管理職を歴任した。 1983年にパリにおけるサンゴバンの板ガラス部門の責任者となり、フランスにおけるガラス部門の会長兼ジェネラル・マネージャーを務める等、同部門の全世界における活動の責任を担った。 1985年にサンゴバンを退社し、テチントに副会長兼最高経営責任者として入社した。テチント在籍中は、当時テチントが大株主であったファルクの執行副会長（1986年から1988年）並びにテチント及びピルキントンが折半出資していたSIVの最高経営責任者（1993年から1995年）も務めた。 1996年11月に全世界の自動車用製品の会長としてピルキントンに入社した。1997年５月から2002年５月まで、当時板ガラス製造の世界的なリーダーであったピルキントンの最高経営責任者を務めた。2002年５月から2005年５月まで、エネルの最高経営責任者を務めた。2005年５月から2014年５月まで、エニの最高経営責任者を務めた。2014年５月から2023年５月まで、ロスチャイルド・グループの副会長を務めた。 2000年から2022年まで、ロンドン証券取引所の副会長及びアライアンス・ユニケムの会長等、様々な業務執行に直接関与しない役職を歴任した。アシキュラチオニ・ゼネラリ、ABNアムロ、Baeシステムズ、アルストム及びヴェオリアの取締役会構成員でもあった。 2003年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）、2013年にレジオン・ドヌール勲章コマンドゥールを受勲した。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フラビオ・カッタネオ （1963年６月27日）	2023年６月12日よりエネル・イベリアの会長、2023年６月20日よりエンデサの副会長を務めている。 また、現在は、アシキュラチオニ・ゼネラリの取締役も務める。 2017年から2018年及び2014年から2016年までNTVイタロの最高経営責任者を務めた。 2016年から2017年までテレコム・イタリアの最高経営責任者を務めた。 2005年から2014年までテルナの最高経営責任者を務め、当該グループ内では2007年から2011年までブラジルの電力網運営会社であるテルナ・パルティチパソエスの取締役会会長も務め、ブラジルのサンパウロ証券取引所への上場等も指揮した。2003年から2005年までイタリア放送協会（RAI）のジェネラル・マネージャーを務めた。 1999年から2003年までフィエラ・ミラノの会長及び最高経営責任者を務め、とりわけイタリア証券取引所への上場プロセスを指揮した。 1998年から2001年までAEMミラン（現A2A）の副会長を務めた。ミラノ工科大学で建築学の学位を取得し、SDAボッコーニ経営大学院でREファイナンスプログラムに参加した。 2011年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）を受勲した。	2,900,000*

* このうち500,000株は自身が、2,400,000株は子会社が所有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	ヨハンナ・アルビブ（1969年１月４日）	1992年にジョン・キャボット大学のファイナンス学部を卒業し、1994年から2000年までイタリア、イスラエル及び米国でROEVグループのコミュニケーション活動及び不動産マーケティング戦略を担当したことからキャリアをスタートした。その後、2000年から2007年までイタリアの大手不動産会社AFIで渉外マネージャーを務め、また2008年から2013年まで英国の不動産会社パトロン・キャピタルのシニア・アドバイザーとして主にイタリアの投資分析及び開発に携わった。 2018年以降不動産及び再生可能エネルギー分野のプライベート・エクイティ・プレーヤーであるIAMキャピタルで様々な役職を務めた。具体的には、2018年よりイタリア及び英国で活動するIAMキャピタル・リアルエステートのシニア・アドバイザーとして事業開発及びディールソーシングを担当し、2019年よりIAMキャピタル・ファンドSICAVでイタリアのディールソーシング及び資産運用業務を担当した。2021年よりIAMキャピタル・イタリア１の諮問委員会メンバーを務めている。 イスラエルのシヴィル・ソサエティでは、慈善活動の推進等関連役職を務め、現在も担当している。過去の役職では、2008年から2019年まで国際執行委員会のメンバーでもあった団体、カレン・ハ・イエソドのトラスティ・ボードの会長を2009年から2014年まで務め、現在もトラスティ・ボードのメンバーを務めている。2015年から2018年までのエルサレム財団の会長兼CEO在職中は、戦略的アプローチだけでなく、経営活動や資金調達活動も統括した。現任の役職としては、ハショメル・ハチャダシュの会長（2018年から）、イスラエルのユダヤ機関理事会メンバー（2005年から）並びにイスラエルの大学生及び高校生の奨学金を推進するマリオ財団及びクラウディオ・セグレ財団のボードメンバー等がある。	2,240**

** 同人の配偶者が保有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	マリオ・コルシ（1954年7月18日）	1978年にトリエステ大学化学工学部を優秀な成績で卒業し、1980年から1986年までトタル・グループでキャリアをスタートし、トリエステ製油所の機械メンテナンスマネージャーを務め、関連する管理統制を監督した。 その後、1987年から1989年までジェネラリ・グループで多国籍企業や石油会社の技術的リスクの保険に携わった。その後、経営コンサルタントとして、最初は1989年から1994年までテロス・グループで特に組織及びICTプロファイルに焦点を当てた様々なプロジェクトを担当し、次に1994年から1995年までクーパース＆ライブランドで生産及び物流分野の組織再編を担当した。 1997年にABBグループに入社し、当初から2006年まで責任ある役割を担ってきた。この間、1999年から2000年まで「メンテナンス、エンジニアリング及びコンサルティング」及び「システムサービス」の事業ユニットのグローバル・マネージャー、2000年から2003年まで配電用変圧器事業ユニットのイタリア担当マネージャー、2002年から2004年まで営業マネージャー、そして2004年から2006年までイタリアの「パワー・テクノロジー」部門ジェネラル・マネージャーに就いた。その後、2006年から2007年までコンテナハンドリングクレーンの製造で世界をリードするファントゥッツィ・レジアーネ・グループの最高経営責任者、2008年から2009年まで中低圧ケーブルの製造で欧州をリードするトリヴェネタ・カヴィのジェネラル・マネージャーを務めた。2010年にABBグループに戻り、2010年から2014年まで配電用変圧器事業ラインのグローバル・マネージャーを務め、2015年から2020年３月までABBイタリアのマネージング・ディレクター、また2020年３月から12月まで取締役会長を務めた。この間、在イタリアのスイス商工会議所の理事やコンフィンドゥストリアの外国人投資家向け諮問委員会メンバー等、重要な協会の役職も兼任した。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	オルガ・ククルッロ（1972年11月17日）	1996年にローマ・ラ・サピエンツァ大学法学部を優秀な成績で卒業し、同大学で「仲介業者、発行者及び金融市場」の分野で修士号を取得し、当初は2003年まで弁護士として執務した。2003年５月から12月まで弁護士国民保険基金の法務部で短期間勤務した後、MEFに雇用され、そこでは、同省が所有する上場企業の民営化プロセス（2003年から2008年）、国家資産の管理及び強化（2012年から2013年）、並びに金融サービス、インフラ、輸送及び不動産ファンドの分野で事業を行う投資先企業に対する同省の株主権の管理及び行使（2009年から現在）を扱う部署で次第に責任ある仕事を任されていった。 2009年以降は、MEFの指名により、不動産、IT、造船、航空輸送、証券及び金融サービス分野で事業を行う様々な企業や財団の管理及び統制機関のメンバーを務めている。2020年から2022年までは、モンテ・ディ・パスキ・ディ・シエナ銀行の取締役を務め、リスク及びサステナビリティ委員会のメンバーも務めた。また、公営企業において、法令第231/2001号に従って設立された監督機関の会長又は委員を務めている。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	ダリオ・フリジェリオ（1962年６月24日）	ミラノのボッコーニ大学を政治経済学で優秀な成績を収めて卒業（1986年）し、クレディト・イタリアーノでキャリアを始め、トレジャリー、自己勘定投資及びプライベート・バンキングを担当し（1988年から1995年まで）、その後、ジェスティ・クレディット・アセット・マネジメントで最高投資責任者を務め（1995年から1997年）、クレディット・ロロで最高投資責任者兼副ジェネラル・マネージャーを務めた（1997年から1998年）。 ユーロプラス・リサーチ・アンド・マネジメントの最高経営責任者兼最高投資責任者（1998年から2000年）を経て、パイオニア・グローバル・アセット・マネジメントの最高経営責任者を務め（2001年から2010年）、同時にユニクレディットの副社長兼グローバル・ウェルス・マネジメント部門長として、資産運用、プライベート・バンキング及びオンライン・バンキングを担当した（2004年から2008年）。シティ・グループの資産運用部門EMEAエリア担当シニア・アドバイザー（2011年から2012年）の後、プレリオスSGRの最高経営責任者（2011年から2013年）、フィエラ・ミラノ財団の執行委員会副会長を務めた（2016年から2022年）。 2013年より独立系コンサルタントとして、機関投資家、年金基金及び財団等の資産運用部門及び資産管理部門や、上場企業及び非上場企業のコーポレート・ガバナンス・ポリシーの策定を担当した。 また、ウニクレディト・グループのイタリア及び海外の様々な企業で執行役員を務め（1996年から2010年）、ソージェフィ（2010年から2016年）、フルシックス（2011年から2015年）、レオナルド（2013年から2023年）、RCSグループ（2014年から2016年）、テレコム・イタリア・モバイル（2016年から2018年）、アトランティア（2019年から2023年）、Deaキャピタル（2019年から）等多数の上場企業及び非上場の企業で非常勤取締役、各種取締役会委員会の委員という役割を現在まで担ってきている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フィアメッタ・サルモーニ（1966年11月10日）	ローマ・サピエンツァ大学では政治学及び国際関係学で優秀な成績を収め（1990年）、現在は、グリエルモ・マルコーニ大学で公法制度の正教授を務めている。 公法及び国際政治の問題を扱い、国内外の学術誌に多数の論文や科学分野の出版物を発表しており、これらに関するテーマで様々な会議やセミナーで講演を行っている。現在も代表的な科学雑誌の編集委員会のメンバーであり、権威ある学会や協会に参加している。 欧州経済ガバナンス、次世代EU、国家復興回復計画（NRRP）、欧州安定メカニズム（ESM）、欧州銀行同盟に関連する問題についての第一人者として知られている。 学術分野以外では、2003年から20年間、航空宇宙産業及び防衛産業で経験を積み、複数のイタリア企業及び国際的な企業の取締役及び会長を務める。 2006年から2008年には、AIADの中小企業委員会の委員長を務めた。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドラ・スタビリーニ（1970年11月５日）	ミラノ大学法学部を卒業（1995年）して、シカゴ大学法学修士号（2000年）、ミラノ・ボッコーニ大学商法博士号（2003年）を取得した。 学術分野では、商法研究員（2004年から）及びミラノ大学非常勤教授を歴任し、国際コーポレート・ガバナンス（2011年から2016年）、企業利益、企業の社会的責任及び財務報告（2016年から2018年）、並びに企業統治、企業の社会的責任（2018年より）の講義を現在まで続けている。 専門分野では、アドヴァント・NCTM・ストゥディオ・レガーレのエクイティ・パートナーを務め（2015年から2022年）、2022年にはミラノにスタビーレックス法律事務所を設立し、経営している。主に会社法（特に上場企業）、金融市場法、銀行法及びコーポレート・ガバナンスを扱っている。ミラノ仲裁会議所から任命された仲裁人を務めている。 現在、エンジニアリング（2025年から）、サルチェフ・グループ（2024年から）、コイマSGR（2022年から）、バンカ・アイデクサ（2020年から）の非常勤取締役及び各種取締役会委員を務めており、過去には特にユニユーロ（2019年から2025年）、チェルヴェド（2019年から2021年）、GIMA TT（2017年から2019年）、バンカ・ウィディバ（2014年から2019年）で同様の役職を歴任している。 また、日立レールSTS（2017年から、2023年に監査役会議長に就任）及びイリー・カフェ（2021年から）の常勤監査役であり、過去にはパルマラット（2013年から2017年）、フィンテクナ（2014年から2017年）、ブルネロ・クチネリ（2014年から2023年）、及びヌオヴァ・バンカ・デレ・マーケ（2015年から2017年）において同様の役職に就いている。 また、イタリア銀行からの任命により、SIM及びSGRの清算人及び監視委員会のメンバーとして複数の役職を歴任し、現在もその地位にある。 ネドコミュニティ（イタリアの非常勤取締役協会）の取締役会メンバー（2014年から2022年）及び副会長（2016年から2022年）、並びにエコダ（欧州取締役協会連合）の取締役会メンバー（2019年から2022年）及び政策委員会（2018年から2023年）の役職を務めた。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドロ・ゼヘントナー（1962年7月19日）	ウルビーノ大学社会学部を卒業し、1997年からイタリア及びスペインで自動車、エンジニアリング及び再生可能エネルギーの分野でワット・インダストリーズ（熱油圧分野）、シーバー／ロシュリング（自動車分野）、ジョンソンコントローズ（自動車分野）リア・コーポレーション（自動車及び電子工学）、クーパー・スタンダード（自動車分野）及びDNV－デット・ノルスケ・ベリタス（再生可能エネルギー分野）等の多国籍企業の購買部門の部長を務めている。 これらの任務を遂行する中、特に技術的な実現可能性、財務分析、プロジェクトの契約及び財務管理、企業間報告の管理並びに規制遵守に携わった。 モロッコ、ポーランド、メキシコ及びその他のLCCにおける主要な工業生産活動のSOPを担当した。 さらに、欧州、米国及びラテンアメリカで国際的な規模のワーキング・グループを統括した。 フェロヴィア・トレント・マレ（1996年から2001年）の取締役会及び執行役会のメンバーを、また、アルピコム（2000年から2005年）及びトレンティーノ・デジタル（2001年から2004年）の取締役会のメンバーを務めた。2025年５月、スナムの取締役会長に就任した。	なし

(b) 法定監査役

当社の法定監査役会の正規の構成員３名（2025年５月22日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2027年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社が受領した連絡及び関係者からの情報収集の結果、当社の認識する限り、2025年５月26日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
法定監査役会議長（機関投資家のグループにより提出された派候補者名簿から選任）	ピエールルイジ・パーチェ （1962年11月14日）	1986年にローマのルイス大学経済経営学部卒業し、1987年にルイスビジネススクールで税法の修士号を取得した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。1989年から自身の専門事務所を設立し、イタリア国内外の企業及び事業体に対し、予算及び財務書類の作成並びに企業再編の支援、並びに評価業務及び専門的な意見書の提供等、経済の様々な分野における税務支援を行っており、確かな経験を積んでいる。 1996年からローマ裁判所の専門コンサルタントを務めている。上場企業のコーポレート・ガバナンスに関する様々な側面について幅広い研修を受けている。 専門家として活動する中で、様々な分野で事業を展開するイタリアの重要企業の管理機関及び監督機関の要職を歴任し、現在もその地位にある。特に、エルベンチャー・グループの取締役会メンバー（2018年から2021年）、イタルガス（2019年から2022年）、トッズ（2022年から2025年）及びサルチェフ・グループ（2022年から2025年）の法定監査役会議長並びにカンパリの補欠法定監査役（2019年から2022年）の役職を務めた。現在は、ディープ・オーシャン・キャピタル・エスアールジーの法定監査役会議長及びセーブ・ザ・チルドレンの正規法定監査役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
正規法定監査役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	モニカ・シピオ（1971年２月４日）	1995年にローマ・ラ・サピエンツァ大学経済経営学部を最優秀の成績で卒業した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。グラント・ソントン及びデロイトのネットワーク内並びにフリーランスの専門家として、金融機関並びに主に産業、インフラ及び運輸セクターで事業を営む企業に対する行政・税務コンサルティングの分野で、25年超の経験を積んでいる。 この専門知識は、企業戦略策定並びに内部統制及びリスク管理における豊富な経験とともに培われたものである。 2013年から2020年まで、フェデリコ２世ナポリ大学経済経営学部の契約教授を務め、カンパニア州公認会計士協会が主催する専門会議のスピーカーも務める。 イタリアの重要企業の管理機関及び監督機関の役職を歴任し、現在もその地位にある。特に、エスエーシーイー（2019年から2022年）、エスエーシーイー・ビーティー（2020年から2025年）、バンカ・ウィディバ（2020年から2023年）及びインヴィミット・エスギーアール（2021年から2024年）の取締役、並びにズヴィルッポ・ラヴォロ・イタリアの正規法定監査役（2021-2024年）を務めた。現在は、エーエックスエー・エムピーエス・アシクラツィオニ・ダンニ及びバンカ・スタビエーゼの取締役会のメンバーであり、エディル・サン・フェリーチェの法定監査役会議長、インフラテル・イタリアの正規法定監査役、並びにレオナルドの補欠法定監査役を務めている。	なし
正規法定監査役（株主であるMEFにより提出された名簿から削除）	モーロ・ザニン（1966年１月13日）	1989年にローマのルイス大学経済経営学部を優秀な成績で卒業した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。2018年にネクサムエスティーピー・ソシエタ・トラ・プロフェッショニスティ（専門家パートナーシップ）に改組したステルン・ザニン事務所の創設者であり、現在は最高経営責任者を務める。全国で150超の専門機関を統合するネクサムネットのネットワークの推進者でもある。 M&A及びプライベート・エクイティ取引を専門とし、税務及び企業コンサルティングに豊富な経験を持つ。 専門家として活動する中で、インフラ、電気通信、運輸及びサービスを含む様々な分野で事業を展開する企業の制御機関及び管理機関で数多くの役職を歴任した。現在は、インヴィタリア国立開発庁の法定監査役会議長、ファイバーコップ及びその子会社数社の正規法定監査役を務める。	なし

(3)【監査の状況】

(a) 法定監査役

「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会」及び「第一部－第５－３－(2)－(b)法定監査役」を参照のこと。

(b) 内部監査

「第一部－第５－３－(1)－②」の「2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」、「4．内部統制及びリスク管理制度」及び「5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。
内部統制及びリスク管理制度（ICRMS）は、当社の持続可能的な成功に貢献するために、当グループ内の主な会社リスクの特定、測定、管理及び監視を目的とした、一連の規則、手続及び組織的事業体から構成される。
ICRMSには、以下の主体が関与している。
・取締役会（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会」の「1.1 現在の構成及び任期」及び「1.3 役割及び機能」を参照のこと。）
・統制・リスク委員会（「第一部－第５－３－(1)－②－2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」を参照のこと。）
・取締役会会長（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.6 会長」を参照のこと。）
・ICRMSを担当する取締役（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.7 最高経営責任者」を参照のこと。）
・法定監査役会（「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会－3.1 現在の構成及び任期」を参照のこと。）
・監査機能の責任者
・第２レベル統制制度
・担当する役員（「第一部－第５－３－(1)－②－5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。）
・監督機関
・従業員
「監査」機能に関して、2014年７月から「監査」機能の責任者を務めていたシルヴィア・フィオリに代わって、2024年６月、取締役会により「監査」機能の責任者として任命されたアンナ・スピーナが現在は同職を務めている。
取締役会は、2013年11月、エネル・グループに関連する主なリスクが正しく特定され、十分に測定され、管理され、監視されるようにするため、ICRMSのガイドラインを承認した（その後、2015年２月、2016年２月及び2023年12月に更新された。）。詳細は、「第一部－第５－３－(1)－②－4．内部統制及びリスク管理制度」を参照のこと。さらに、2015年２月、取締役会は、内部監査機関により発行された専門家基準及び上場会社のベストプラクティス、並びにICRMSのガイドラインの内容に沿って、監査規定を含む文書を承認した（その後、2022年２月に更新された。）。かかる監査規定は、当社のウェブサイト上でも閲覧できる。

(c) 外部監査

監査法人KPMGエスピーエーは、エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類に係る法定監査を委任されている。
当該監査業務に関与した補助者の人数は、６名である。
かかる監査法人への委任は、2019年５月16日の定時株主総会により、法定監査役会の提案に基づき、2020年度から2028年度に関して、承認された。
エネルの法定の連結財務書類に係る監査について責任を負うパートナーは、ダヴィデ・ユティリである。
「第一部－第５－３－(1)－②－6．外部統制」を参照のこと。

(d) 監査報酬

①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	2023年		2024年	
	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）
提出会社	0.9	1.8	0.5	1.9
連結子会社	14.1	2.5	11.2	3.2
計	15.0	4.3	11.7	5.1

②その他の重要な報酬の内容

監査及び監査関連業務に関するその他の重要な報酬はない。

③外国監査公認会計士等による非監査業務の内容

非監査業務の報酬は、その他の予定された取引に関して履行された手続について請求され又は請求される予定の合計金額である。

④外国監査公認会計士等の監査報酬に関する決定方針

監査証明業務に基づく報酬は、法定監査役会の提案に基づき、定時株主総会により承認される。
非監査業務に基づく報酬は、法定監査役会との合意の上、内部統制委員会により承認される。

(4)【役員の報酬等】

「第一部－第５－３－(1)－②－1.14 報酬」を参照のこと。

(5)【株式の保有状況】

該当なし。

第６【経理の状況】

エネル・エスピーエー（以下「エネル」又は「当社」という。）は、イタリアの法令で認められているように、欧州連合により導入された国際財務報告基準（以下「EU版IFRS」という。）に基づき連結財務書類及び個別財務書類を作成している。当社は、本国において年次報告書により財務書類を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務書類及び個別財務書類は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務書類及び個別財務書類を翻訳したものである。EU版IFRSと日本における会計原則及び会計慣行の主な相違点に関しては、本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に説明されている。

本項には、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在、並びに2024年12月31日及び2023年12月31日に終了した２年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類の日本語訳を掲載している。当該年次連結財務書類及び個別財務書類は、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号）（以下「財務諸表等規則」という。）第328条第１項の規定の適用を受けている。

原文の当年度及び前年度の財務書類は、独立登録会計事務所であるKPMG SpAの監査を受けており、かかる会計監査人の監査報告書及び同意書が本書に添付されている。

なお、上記独立登録会計事務所による監査を受けたことにより、当社の原文の財務書類は「財務諸表等の監査証明に関する内閣府令」（昭和32年大蔵省令第12号）第１条の２の規定で定めるところの、監査証明に相当すると認められる証明を受けたとみなされるため、金融商品取引法第193条の２第１項第１号の規定にもとづき、本邦の公認会計士又は監査法人による監査証明を受けていない。

当社の原文の財務書類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務書類及び個別財務書類で表示された主要な計数についての円換算金額は、財務諸表等規則第331条の規定に基づき、2025年6月2日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値である１ユーロ＝163.36円の換算レートで換算したものである。

上記の主要な計数の円換算額及び本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に関する記載は当社の原文の財務書類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】
A. 連結財務書類

連結損益計算書
2024年12月31日及び2023年12月31日に終了した年度

		2024年度				2023年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	9.a	73,914	120,746	5,328	8,704	92,882	151,732	7,260	11,860
その他の収益	9.b	5,033	8,222	82	134	2,683	4,383	18	29
小計		**78,947**	**128,968**			**95,565**	**156,115**		
営業費用									
電力、ガス及び燃料	10.a	30,282	49,469	8,714	14,235	46,270	75,587	11,578	18,914
サービス及びその他の原材料	10.b	19,240	31,430	3,820	6,240	18,304	29,901	3,351	5,474
人件費	10.c	4,938	8,067			5,030	8,217		
営業債権及びその他の債権に係る正味減損損失／(戻入)	10.d	1,323	2,161			1,334	2,179		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	10.e	7,249	11,842			8,089	13,214		
その他の営業費用	10.f	3,940	6,436	212	346	6,125	10,006	620	1,013
資産計上された費用	10.g	(3,042)	(4,969)			(3,385)	(5,530)		
小計		**63,930**	**104,436**			**81,767**	**133,575**		
商品契約から生じた純損益	11	**477**	**779**	3	5	**(2,966)**	**(4,845)**	(7)	(11)
営業利益		**15,494**	**25,311**			**10,832**	**17,695**		
デリバティブから生じた金融収益	12	2,720	4,443			1,558	2,545		
その他の金融収益	13	2,409	3,935	209	341	2,916	4,764	239	390
デリバティブから生じた金融費用	12	1,023	1,671			2,167	3,540		
その他の金融費用	13	7,828	12,788	100	163	5,966	9,746	89	145
超インフレ調整から生じた利益／(損失)純額	13	321	524			284	464		
持分法適用投資の利益／(損失)のシェア	14	(210)	(343)			(41)	(67)		
税引前利益		**11,883**	**19,412**			**7,416**	**12,115**		
法人所得税等	15	3,654	5,969			2,778	4,538		
継続事業からの利益		**8,229**	**13,443**			**4,638**	**7,577**		
親会社株主帰属持分		7,016	11,461			3,813	6,229		
非支配株主帰属持分		1,213	1,982			825	1,348		
非継続事業から生じた当期利益／(損失)		**-**	**-**			**(371)**	**(606)**		
親会社株主帰属持分		-				(375)	(613)		
非支配株主帰属持分		-				4	7		
当期利益(親会社株主及び非支配株主)		**8,229**	**13,443**			**4,267**	**6,971**		
親会社株主帰属持分		7,016	11,461			3,438	5,616		
非支配株主帰属持分		1,213	1,982			829	1,354		
1株当たり利益	16								
基本的1株当たり利益	16								
基本的1株当たり利益		0.67	1			0.32	1		
基本的1株当たり継続事業利益		0.67	1			0.36	1		
非継続事業から生じた基本的1株当たり利益／(損失)		-				(0.04)	0		
希薄化後1株当たり利益	16								
希薄化後1株当たり利益		0.67	1			0.32	1		
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益		0.67	1			0.36	1		
非継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益／(損失)		-				(0.04)	0		

連結包括利益計算書

		2024年度		2023年度	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**8,229**	**13,443**	**4,267**	**6,971**
その他の包括利益／(損失)で後に純損益に振替えられる可能性のある項目(税効果控除後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(628)	(1,026)	2,714	4,434
ヘッジ費用の公正価値変動額		225	368	49	80
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		(35)	(57)	98	160
FVOCIで測定される金融資産の公正価値変動額		14	23	11	18
為替換算算準備金の変動		(1,812)	(2,960)	(523)	(854)
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益累計額		(41)	(67)	16	26
その他の包括利益／(損失)で後に純損益に振替えられる可能性のない項目(税効果控除後)					0
確定給付制度に係る純負債／(資産)の再測定		127	207	(150)	(245)
他社における持分投資の公正価値変動額		109	178	3	5
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられる可能性のないその他の包括利益累計額		-		(1)	(2)
当期その他の包括利益／(損失)合計	35	**(2,041)**	**(3,334)**	**2,217**	**3,622**
当期包括利益／(損失)		**6,188**	**10,109**	**6,484**	**10,592**
帰属先:					0
・親会社株主		5,275	8,617	5,172	8,449
・非支配株主持分		913	1,491	1,312	2,143

連結財政状態計算書

		2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
資産	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
非流動資産									
有形固定資産	17	94,584	154,512			89,801	146,699		
投資不動産	20	30	49			97	158		
無形資産	21	15,837	25,871			17,055	27,861		
のれん	22	12,850	20,992			13,042	21,305		
繰延税金資産	23	9,025	14,743			9,218	15,059		
持分法適用投資	24	1,456	2,379			1,650	2,695		
非流動デリバティブ資産	25	2,003	3,272	2	3	2,383	3,893	4	7
非流動契約資産	26	523	854			444	725		
その他の非流動金融資産	27	7,607	12,427	864	1,411	8,750	14,294	1,930	3,153
その他の非流動資産	29	1,937	3,164	3	5	2,249	3,674	6	10
合計		**145,852**	**238,264**			**144,689**	**236,364**		
流動資産									
棚卸資産	31	3,643	5,951			4,290	7,008		
営業債権	32	15,941	26,041	1,486	2,428	17,773	29,034	1,266	2,068
流動契約資産	26	193	315			212	346		
未収税金		787	1,286			705	1,152		
流動デリバティブ資産	25	3,512	5,737			6,407	10,466		
その他の流動金融資産	28	4,854	7,929	1,964	3,208	4,329	7,072	174	284
その他の流動資産	30	3,891	6,356	102	167	4,099	6,696	92	150
現金及び現金同等物	33	8,051	13,152			6,801	11,110		
合計		**40,872**	**66,768**			**44,616**	**72,885**		
売却目的保有資産	34	**415**	**678**			**5,919**	**9,669**		
資産合計		**187,139**	**305,710**			**195,224**	**318,918**		

負債及び株主持分		2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
親会社株主に帰属する持分									
資本金		10,167	16,609			10,167	16,609		
自己株式準備金		(78)	(127)			(59)	(96)		
その他の準備金		5,651	9,231			6,551	10,702		
利益剰余金		17,991	29,390			15,096	24,661		
合計		**33,731**	**55,103**			**31,755**	**51,875**		
非支配株主持分		**15,440**	**25,223**			**13,354**	**21,815**		
株主持分合計	35	**49,171**	**80,326**			**45,109**	**73,690**		
非流動負債									
長期借入金	36	60,000	98,016	651	1,063	61,085	99,788	659	1,077
従業員給付	37	1,614	2,637			2,320	3,790		
リスク及び費用に係る引当金(非流動部分)	38	6,501	10,620			6,018	9,831		
繰延税金負債	23	7,951	12,989			8,217	13,423		
非流動デリバティブ負債	25	2,915	4,762	8	13	3,373	5,510	8	13
非流動契約負債	26	5,682	9,282	17	28	5,743	9,382	18	29
その他の非流動金融負債	40	205	335			141	230		
その他の非流動負債	42	3,287	5,370			4,103	6,703		
合計		**88,155**	**144,010**			**91,000**	**148,658**		
流動負債									
短期借入金	36	3,645	5,954	9	15	4,769	7,791	3	5
1年以内に返済予定の長期借入金	36	7,439	12,152	111	181	9,086	14,843	111	181
リスク及び費用に係る引当金(流動部分)	38	1,333	2,178			1,294	2,114		
営業債務	39	13,693	22,369	2,736	4,470	15,821	25,845	2,829	4,621
未払法人所得税		1,589	2,596			1,573	2,570		
流動デリバティブ負債	25	3,584	5,855	6	10	6,461	10,555	15	25
流動契約負債	26	2,448	3,999	37	60	2,126	3,473	53	87
その他の流動金融負債	41	845	1,380	1	2	909	1,485	-	
その他の流動負債	43	15,087	24,646	42	69	14,760	24,112	40	65
合計		**49,663**	**81,129**			**56,799**	**92,787**		
売却目的保有に分類される処分グループに含まれる負債	34	**150**	**245**			**2,316**	**3,783**		
負債合計		**137,968**	**225,385**			**150,115**	**245,228**		
負債及び株主持分合計		**187,139**	**305,710**			**195,224**	**318,918**		

次へ

連結持分変動計算書 (注記35)

	親会社株主に帰属する資本金及び準備金																																			
	資本金		資本剰余金		自己株式準備金		資本性金融商品準備金-永久ハイブリッド債		法定準備金		その他の準備金		為替換算準備金		ヘッジ準備金		ヘッジ費用準備金		FVOCIで測定される金融商品の準備金		持分法適用投資から生じた準備金		数理計算上の準備金		支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金		非支配株主持分の取得から生じた準備金		利益剰余金		親会社株主に帰属する持分		非支配株主持分		株主持分合計	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
2022年12月31日現在	**10,167**	**16,609**	**7,496**	**12,245**	**(47)**	**(77)**	**5,567**	**9,094**	**2,034**	**3,323**	**2,332**	**3,810**	**(5,912)**	**(9,658)**	**(3,553)**	**(5,804)**	**(81)**	**(132)**	**(22)**	**(36)**	**(476)**	**(778)**	**(1,063)**	**(1,737)**	**(2,390)**	**(3,904)**	**(1,192)**	**(1,947)**	**15,797**	**25,806**	**28,657**	**46,814**	**13,425**	**21,931**	**42,082**	**68,745**
新しい会計基準の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(3)	**(2)**	**(3)**	**-**	**-**	**(2)**	**(3)**
2022年12月31日現在修正再表示	**10,167**	**16,609**	**7,496**	**12,245**	**(47)**	**(77)**	**5,567**	**9,094**	**2,034**	**3,323**	**2,332**	**3,810**	**(5,912)**	**(9,658)**	**(3,553)**	**(5,804)**	**(81)**	**(132)**	**(22)**	**(36)**	**(476)**	**(778)**	**(1,063)**	**(1,737)**	**(2,390)**	**(3,904)**	**(1,192)**	**(1,947)**	**15,795**	**25,803**	**28,655**	**46,811**	**13,425**	**21,931**	**42,080**	**68,742**
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,215)	(6,886)	**(4,215)**	**(6,886)**	**(1,177)**	**(1,923)**	**(5,392)**	**(8,808)**
ハイブリッド債保有者への利息支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(182)	(297)	**(182)**	**(297)**	**-**	**-**	**(182)**	**(297)**
再分類	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	23	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	(23)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
自己株式の取得	-	-	-	-	(21)	(34)	-	-	-	-	21	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(42)	**(26)**	**(42)**	**-**	**-**	**(26)**	**(42)**
自己株式による支払い	-	-	-	-	9	15	-	-	-	-	(9)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	15	**9**	**15**	**-**	**-**	**9**	**15**
株式に基づく報酬に係る準備金(LTI賞与)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3)**	**(5)**	**-**	**-**	**(3)**	**(5)**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	986	1,611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**986**	**1,611**	**-**	**-**	**986**	**1,611**
貨幣性項目の再評価(IAS29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	291	475	**291**	**475**	**202**	**330**	**493**	**805**
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,038	1,696	49	80	-	-	-	-	4	7	(2)	(3)	-	-	-	-	-	-	**1,089**	**1,779**	**(397)**	**(649)**	**692**	**1,130**
非支配株主持分における取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(34)	-	-	**(21)**	**(34)**	**(11)**	**(18)**	**(32)**	**(52)**
当期包括利益／(損失)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)	(678)	2,111	3,449	43	70	18	29	97	158	(120)	(196)	-	-	-	-	3,438	5,616	**5,172**	**8,449**	**1,312**	**2,143**	**6,484**	**10,592**
内訳:																																				
-その他の包括利益／(損失)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)	(678)	2,111	3,449	43	70	18	29	97	158	(120)	(196)	-	-	-	-			**1,734**	**2,833**	**483**	**789**	**2,217**	**3,622**

| | | |

連結キャッシュ・フロー計算書

		2024年度				2023年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**8,229**	**13,443**			**4,267**	**6,971**		
調整:									
営業債権及びその他の債権に係る正味減損損失／(戻入)	10.d	1,323	2,161			1,355	2,214		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	10.e	7,249	11,842			8,457	13,815		
純金融(収益)／費用	12-13	3,401	5,556			3,437	5,615		
持分法適用投資から生じた正味(収益)／損失	14	210	343			(17)	(28)		
法人所得税等	15	3,654	5,969			2,807	4,586		
正味運転資本の変動		(1,108)	(1,810)			(604)	(987)		
- 棚卸資産	31	558	912			435	711		
- 営業債権	32	490	800	(220)	(359)	(2,487)	(4,063)	297	485
- 営業債務	39	(2,451)	(4,004)	(93)	(152)	(1,165)	(1,903)	19	31
- その他の契約資産	26	20	33			(107)	(175)		
- その他の契約負債	26	209	341	(16)	(26)	172	281	10	16
- その他の資産／負債		66	108	(736)	(1,202)	2,548	4,162	(52)	(85)
引当金の繰入		1,377	2,249			1,403	2,292		
引当金の目的使用		(1,698)	(2,774)			(1,647)	(2,691)		
受取利息及びその他の金融収益受取額	12-13	2,103	3,435	209	341	2,049	3,347	239	390
支払利息及びその他の金融費用支払額	12-13	(5,276)	(8,619)	(100)	(163)	(5,657)	(9,241)	(89)	(145)
商品の測定から生じた正味(収益)／費用		(16)	(26)			1,359	2,220		
法人所得税支払い	15	(3,912)	(6,391)			(2,958)	(4,832)		
正味キャピタル・ゲイン		(2,313)	(3,779)			369	603		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		**13,223**	**21,601**			**14,620**	**23,883**		
うち非継続事業		-	-			132	216		
有形固定資産に対する投資	17-20	(8,931)	(14,590)			(11,383)	(18,595)		
無形資産に対する投資	21	(1,235)	(2,017)			(1,385)	(2,263)		
資本助成金の受取		1,135	1,854			413	675		
非流動契約資産に対する投資		(844)	(1,379)			(795)	(1,299)		
会社(又は事業単位)に対する現金及び現金同等物控除後の投資額	7	-	-			(17)	(28)		
会社(又は事業単位)の現金及び現金同等物控除後の売却額	7	5,622	9,184			2,083	3,403		
その他の投資活動における(増加)／減少		145	237			474	774		
投資活動によるキャッシュ・フロー(B)		**(4,108)**	**(6,711)**			**(10,610)**	**(17,332)**		
うち非継続事業		-	-			(442)	(722)		
新規長期借入による収入		6,017	9,829			6,093	9,954		
借入金返済による支出		(10,430)	(17,038)	(2)	(3)	(6,006)	(9,811)	(125)	(204)
正味金融債務におけるその他の変動		(691)	(1,129)			(4,072)	(6,652)		
支配喪失を伴わない持分投資の売却による収入		1,944	3,176			-	-		
支配の変動を伴わない、株主持分の取得による支出及び非支配株主持分におけるその他の取引による支出		(22)	(36)			(25)	(41)		
永久ハイブリッド債の発行(1)		889	1,452			1,738	2,839		
永久ハイブリッド債の償還(1)		(297)	(485)			(752)	(1,228)		
自己株式の取得		(27)	(44)			(20)	(33)		
配当及び中間配当の支払いによる支出		(5,126)	(8,374)			(5,135)	(8,389)		
ハイブリッド債保有者への利息支払い		(246)	(402)			(182)	(297)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		**(7,989)**	**(13,051)**			**(8,361)**	**(13,659)**		
うち非継続事業		-	-			(16)	(26)		
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響(D)		**(74)**	**(121)**			**(49)**	**(80)**		
現金及び現金同等物の増加／(減少)(A+B+C+D)		**1,052**	**1,719**			**(4,400)**	**(7,188)**		
現金及び現金同等物期首残高(2)		7,143	11,669			11,543	18,857		
現金及び現金同等物期末残高(3)		8,195	13,387			7,143	11,669		

(1) 表示の改善を目的として、ハイブリッド債の発行と償還の総額を報告するため、財務活動によるキャッシュ・フローに2つの独立した行が挿入された。
(2) そのうち、現金及び現金同等物が2024年1月1日現在で6,801百万ユーロ（2023年1月1日現在、11,041百万ユーロ）、短期証券が2024年1月1日現在で81百万ユーロ（2023年1月1日現在、78百万ユーロ）、「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物が2024年1月1日現在で261百万ユーロ（2023年1月1日現在、98百万ユーロ）、「非継続事業」に係る現金及び現金同等物が2023年1月1日現在で326百万ユーロである。
(3) このうち、現金及び現金同等物が2024年12月31日現在で8,051百万ユーロ（2023年12月31日現在、6,801百万ユーロ）、短期証券が2024年12月31日現在で138百万ユーロ（2023年12月31日現在、81百万ユーロ）、「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物が2024年12月31日現在で6百万ユーロ（2023年12月31日現在、261百万ユーロ）である。

前へ　次へ

連結財務諸表に関する注記事項

表示基準

注記1.連結財務諸表の様式及び内容

エネル･エスピーエーはイタリア、ローマのViale Regina Margherita 137にその登録住所を持ち、1999年以来ミラノ証券取引所に上場している。
2024年度において社名の変更はなかった。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業グループである。
当グループの2024年12月31日に終了した連結会計年度の連結財務諸表は、エネル･エスピーエー、その子会社、及び当グループ（以下「当グループ」）が保有する関連会社及びジョイント･ベンチャーの財務諸表、並びにジョイント･オペレーションの資産、負債、費用及び収益に対する当グループの持分から構成されている。
連結の範囲に含まれる子会社、関連会社、ジョイント･オペレーション及びジョイント･ベンチャーのリストが添付されている。
当該連結財務諸表は、2025年3月13日の取締役会において承認され、公表されている。
当該連結財務諸表はKPMG SpAによって監査を受けている。

表示基準

2024年12月31日に終了した会計年度における当グループの連結財務諸表は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した国際会計基準（国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS）、並びに欧州連合において規則（EC）No.1606/2002に従って承認されたIFRS解釈委員会（IFRSIC）及び常任解釈委員会（SIC）の解釈に準拠して作成されており、当該会計年度末現在において有効なものである。当該基準や解釈は全て、以下、「EU版IFRS」という。
連結財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
連結財務諸表は、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ･フロー計算書、及び関連する注記より構成されている。
財政状態計算書で認識される資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的で保有される資産と売却目的で分類される処分グループに含まれる負債は個別に報告される。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当グループの通常の営業循環過程において現金化、売却又は消費することを意図している資産であり、流動負債は、当グループの通常の営業循環過程において決済されると見込まれる負債である。
損益計算書は、その性質に基づき費用を分類しており、親会社株主及び非支配株主持分に帰属する、継続事業からの純損益及び非継続事業からの純損益を別掲している。

連結キャッシュ・フロー計算書は間接法により作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動によるキャッシュ・フローは区分して別掲している。具体的には、キャッシュ・フロー計算書は総額ベースで表示され、非現金取引は含まれていない。

特に、当グループは、項目の分類においてIAS第7号の規定から逸脱していない。

- 営業活動によるキャッシュ・フローには、中核事業からのキャッシュ・フロー、貸付金及び借入金の利息、並びに関連会社又はジョイント・ベンチャーから受領した配当を計上している。
- 投資活動によるキャッシュ・フローには、有形固定資産及び無形資産への投資、並びに当該資産及びサービス委譲契約に関連した契約資産の処分によって構成される。当グループが支配権の取得又は喪失時の企業結合、及びその他の重要でない投資の影響も含まれる。
- 財務活動によるキャッシュ・フローには、負債管理取引及びリース取引、親会社株主及び非支配株主持分に支払われた配当及び中間配当、並びに関係する会社の支配の状況を変化させない非支配株主持分の取引による影響が含まれる。
- 現金及び現金同等物に対する為替レートの影響を報告するために別項目を用いており、営業活動によるキャッシュ・フローへの影響を中立化するため純損益に対する影響は全額を消去している。

キャッシュ・フロー計算書で報告されているキャッシュ・フローの詳細については、注記44「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

連結財務諸表は、個別項目ごとに適用される測定基準で説明されているIFRSに準拠した公正価値で測定される項目、及び低価法で測定される売却目的で保有されている非流動資産及び処分グループに分類されるものを除き、原価法を用いて継続企業を前提に作成されている。

連結財務諸表は、親会社であるエネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロで表示されている。他に明記されていない限り、全ての数値は百万ユーロで表示されている。

連結損益計算書、連結財政状態計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書は、関連当事者との取引を報告しており、関連当事者の定義は注記2.2「重要な会計方針」に記載している。

連結財務諸表は前年度の比較情報を提供している。

注記2.会計方針

2.1見積りの使用及び経営者の判断

EU版IFRSに基づく連結財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在における収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から判断することが容易でない場合に策定される。したがって、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。
連結財務諸表への理解を向上させるために、以下では、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な影響を与える場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。
仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。
連結財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。
気候変動問題の影響に関しては、当グループは、気候変動が特定の会計上の項目の評価及び／又は測定において見積りを行うために利用される、方法論及びモデルを適用する際の暗黙の要素であると考えている。また、当グループは、経営陣による重要な判断において、気候変動の影響も考慮している。この点に関し、2024年12月31日現在の連結財務諸表に含まれている、経営者の見積り及び判断の使用により影響を受ける主な項目は、エネルギー転換に関連する非金融資産及び債務の減損であり、これには特定の発電所の閉鎖措置及び敷地の原状回復が含まれる。当該項目の詳細については、注記17「有形固定資産」、注記22「のれん」及び注記38「リスク及び費用に係る引当金」を参照のこと。

見積りの使用

顧客との契約から生じた収益

最終消費者への電力及びガスの供給による収益は、電力又はガスが供給された時点で認識され、定期的な（かつ当該年度に係る）メーターの検針により測定された電力消費量又は販売業者及び送電業者から通知された計量に基づく請求金額に加えて、当該期間中に供給されたが請求されていない電気及びガスの見積額であって、配電網に供給された電気及びガスの量と当該期間中に請求された量との差額に相当するもの（配電網の損失を考慮したもの）が含まれる。最終検針日から年末までの間の収益は、主に過去の情報に基づき決定された個々の顧客の1日当たりの消費量の見積りに基づいており、見積り消費量に影響を与える可能性のある気候要因又はその他の事項を反映するように調整されている。
このような収益の詳細については、注記9.a「販売及びサービスから生じた収益」を参照のこと。

非金融資産の減損

有形固定資産、取得原価で測定された投資不動産、無形資産、使用権資産、のれん、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーへの投資の帳簿価額が、回収可能価額、すなわち、処分コスト控除後公正価値と使用価値のいずれか高い方を上回る場合には、当該資産の減損が発生している。

資産の回収可能価額の検証は、注記22「のれん」で詳述されているように、IAS第36号の規定に基づいて行われる。

回収可能価額を決定するために、当グループは通常、使用価値基準を採用している。使用価値基準は、資産から生み出される見積将来キャッシュ・フローの現在価値を、貨幣の時間的価値と資産特有のリスクに関する現在の市場価値を反映した税引前割引率で割引くことを意図している。

使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

- キャッシュ・フローの算定において考慮した主要な変数の長期の推移、特定の事業の特性に基づく資産の平均残存耐用年数又は権利の存続期間に関する仮定
- 電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の基礎となる仮定に変動があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産の各グループの分析は個々に行われ、経営者は、特定の状況下で慎重かつ合理的とみなされる見積り及び仮定の使用を求められる。

当グループは、そのビジネスモデルに沿い、またエネルギー移行プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積るために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。その際、必要に応じて、当グループは主に各国のエネルギーモデルを用いて決定された電力需要の変動に沿った長期的な成長率による継続価値を踏まえた気候変動の長期的な影響を考慮している。

気候変動に関連する影響を考慮した資産の回収可能価額の見積りに用いた主な仮定に関する情報及び当該仮定の変更に関する情報は注記22「のれん」に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日において、当グループは、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及び分類に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失引当金を認識している。

金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当グループの過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、当該仮定の設定及び減損の計算に用いる情報の選択において判断を用いている。

予想信用損失（ECL）は、デフォルト確率（PD）、債務不履行損失（LGD）及び債務不履行エクスポージャー（EAD）を考慮して決定され、契約に従って支払われるべき全ての契約上のキャッシュ・フロー金額と、当初の実効金利（EIR）で割引いて受け取ると予想される全てのキャッシュ・フロー金額（全ての不足分を含む）との差額である。

予想信用損失を決定するために使用される一般的な簡便法の詳細については、注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

当グループは、営業債権、契約資産及びリース債権について、特定の参照市場及び当該セクターの規制状況並びに90日後の回収見込みに基づき、予想信用損失の算定において、信用リスクの著しい増大を示す有効な指標と考えられる180日経過した債務不履行を定義として主に適用している。したがって、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。

営業債権及び契約資産については、特定の規制及び事業の状況を考慮して、主に特定のクラスターにグループ化することに基づく集合的アプローチを適用している。当グループは、営業債権が個別に重要であると経営陣が判断し、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報がある場合にのみ、分析的手法を適用している。

具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
主要な仮定及びインプットの詳細については、注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

2012年法律第134/2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定要素の減価償却可能額

大規模水力発電利権に関するイタリアの規制は、「簡素化法令」(2018年法令135号、2019年2月11日法令12号で批准)によって大幅に修正された。当該規制は、既存の委譲に適用された場合、委譲の終了時に、新たな委譲権保有者に無償で譲渡される資産もある可能性を反映するために、水力発電所における投資の耐用年数の見直しを必要とする多くの改革を導入した。しかし、これらのプラントの耐用年数を見積るにあたり、経営陣は、法的見解の支持を受けて、当グループ及びその他が速やかに行った不服申立ての予測される結果と、産業団体からも提起されている関連する憲法上の問題を考慮した。その結果、当社は、当該法制が適切な法廷の場で有効に認められるであろう重大な合憲性の問題を生じさせていると考えている。したがって、経営者は、当該規制により導入された変更を反映させないことが適切であると判断し、最も現実的な見積りであると考えている、従前の規制制度の下で過去数年間行われてきたように引き続き発電所の耐用年数を測定した。
2012年8月11日、「成長のための緊急対策」を定める2012年8月7日付法律第134号が官報(Gazzetta Ufficiale)に掲載され、水力発電運営委譲に適用される規則の根本的変革が導入されることとなった。同法は、様々な規定の中でも特に、主要な水力発電用水路の運営委譲が終了する5年前、及び当該運営委譲の失効、放棄又は取消しがあった場合に、水力発電目的の使用と両立しない異なった目的に水を使用する有力な公共的利益が存在しないことを条件として、20年から最長30年までの範囲の期間にわたる運営委譲を有償で付与するための公開入札が管轄の公的機関によって行われることを定めている。
事業の継続性を確保するために、同法は、以下の各要素を充分に考慮して、撤退する運営委譲権保有者と付与機関との間の交渉における、決定すべき代価の支払いと引換えに、撤退する運営委譲権保有者から新たな運営委譲権保有者に対し、委譲に関連する全ての法的関係を含む、運用委譲に必要な事業単位の所有権の移転方法も定めている。

- 水路及び発電所に適用される統合法(1933年12月11日付政令第1775号第25条)の下で無償で放棄されるものとされている取水口、制御装置、導水路及び放水路において、通常減耗の減価後の再評価原価から、当該施設の建設に関連する運営委譲権保有者が受領した政府資本補助金の再評価額を控除した金額
- その他の有形固定資産は市場価値、すなわち通常減耗による見積り減価の控除後の再調達原価

当該新規制は、水力発電運営委譲権の運用に関する事業単位の所有権の譲渡について重要な変更を導入するものであるが、既存運営委譲権の終了時における回収可能な価値(残存価値)の信頼ある見積りの形成を許容しない不確実性に晒され、当該原則の実務適用は困難に直面する。
このため経営者は、残存価値について合理的かつ信頼性の高い見積りを行うことはできないと結論づけた。
当該法令が新たな運営委譲権保有者が撤退する運営委譲権保有者に支払いを要請している事実は、経営者に、2012年法律第134/2012号以前(2011年12月31日終了年度までは、当該資産が無償で放棄されたものとして、減価償却期間は運営委譲権期間と個別の資産の耐用年数終了時までの期間との間の、より近い期間に相当する)に無償で放棄されたものとして分類された資産において減価償却期間の見直しを促し、減価償却計算はもはや委譲期間にわたることはないが、もし委譲期間を超える場合には、個々の資産の耐用年数にわたることになる。残存価額の算定を可能にする追加情報が入手可能になった場合、当該資産の帳簿価額は将来に向かって修正される。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場インプットを最大限に活用する特定の評価手法(主に現在価値に基づく)を用いて決定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営陣は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。

公正価値で測定する金融商品の詳細については、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。
IFRS第13号に従い、当グループは、取引先リスクに対応する金融商品の公正価値を調整するために、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」で詳述されている方法を用いて、取引先（信用評価調整又はCVA）及び自社（債務評価調整又はDVA）の双方を信用リスクの測定に含めている。
インプット・データを見積る際の前提条件の変更は、それらの金融商品について認識される公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当グループの従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。
当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。
当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
採用した主な数理計算上の仮定の詳細については、注記37「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用に係る引当金

リスク及び費用に係る引当金の詳細は注記38「リスク及び費用に係る引当金」を参照のこと。
注記55「偶発資産及び債務」にも、当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟

当グループは、通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させる可能性がある。当該係争の結果を予測することは必ずしも客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当グループを支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。
法律顧問が不利な結果が生じる可能性が高いと考えており、かつ費用額を合理的に見積ることができる案件については、全ての重要な債務をカバーするために引当金を計上している。

廃止及び敷地の原状回復を含めた発電所に関連した義務

発電事業には、発電所の運転期間終了後に実施されなくてはならない将来の介入に関して事業者が負う義務が伴うことがある。当該介入には、発電所の廃止及び敷地の原状回復、又は関係する発電技術の種類に関連したその他の義務が含まれることがある。こうした義務の性質は、用いられる会計処理に対して重要な影響を及ぼすこともある。
原子力発電所の場合には、その費用が廃炉、及び使用済燃料及びその他の放射性物質の保管の両方が関連しており、費用が最長100年まで見積られる長期間にわたり発生することから、将来の費用の見積りは重要なプロセスとなる。
義務は、財務的及び技術的仮定に基づき、当グループが負う義務を充たすために支払わなくてはならないとみなす将来キャッシュ・フローを割引いて計算される。
負債の現在価値を算定する際に用いられる割引率は税引前リスクフリー・レートであり、発電所が所在する国の経済的パラメーターに基づいている。当該負債は、測定日現在の技術に基づき経営者により数量化され、備蓄、廃止及び敷地の原状回復の技術の発展に加えて、衛生及び環境保護を定める法令の枠組みの継続的な進展を考慮して毎年見直しが行われる。

その後、債務の価値は、時間の経過及び見積りの変更を反映するように調整される。
廃炉及び施設原状回復引当金の算定に用いられた割引率、割引前見積費用及びその時期の詳細については、注記38「リスク及び費用に係る引当金」を参照のこと。

不利な契約
不利な契約を特定するために、当グループは、契約に基づいて負った義務（罰則を含む）、及び契約から得られると推定される経済的便益を履行するために必要な非裁量的費用を見積る。

リース

事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当グループは、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が類似の期間にわたり、類似の担保で、類似の経済環境において使用権資産と類似の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない金利のことである。観測可能な情報が入手できない場合、当グループは、リース条件及び借手固有の特定の見積りを反映する仮定に基づきIBRを見積っている。

当グループにおいて最も重要な判断の1つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを算定することにある。IBRを決定するための当グループのアプローチは、以下の3つの主要な要素の評価に基づいている。

- リース料の通貨フロー、リース契約が交渉された経済環境、リース期間を考慮したリスクフリー・レート
- 親会社又はその他の保証を考慮して借手に固有のIBRを計算するための信用スプレッド調整
- 割引率が一般的な追加借入利子率ではなく原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に、貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手のデフォルトリスクは軽減されている

リース負債に関する詳細は注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

法人所得税
繰延税金資産の回収
2024年12月31日現在の連結財務諸表は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。
繰延税金資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。
肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を評価し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び取崩日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当グループが認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果の調整が当該状況の生じた年度の純損益に計上される。
繰延税金資産の回収可能性は毎期末に見直されている。認識されなかった繰延税金資産については、その認識条件を検証するため、報告日ごとに再評価される。

認識された又はされなかった繰延税金資産の詳細は、注記23「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

オペレーティング・セグメントの識別

IFRS第8号の要件に従い、当グループの一次オペレーティング・セグメントは、以下の構成要素として識別される事業ラインによって表される。

- 事業活動に従事し、そこから収益と費用（同じ事業体の他の構成要素との取引に関連する収益と費用を含む）を得る可能性のあるもの
- 経営陣が、セグメントに配分される経営資源に関する意思決定を行い、業績を評価するために、定期的に営業成績をレビューするもの
- 個別財務情報が入手可能なもの

当グループの二次オペレーティング・セグメントは、事業を展開している地域及び国によって表され、国・地域ごとの各事業の業績のモニタリングを可能にし、経営分析に新たな側面を加える。

資金生成単位（CGU）の識別

減損テストにおいて、個々の資産について回収可能価額を決定できない場合、当グループは、ほぼ独立したキャッシュ・イン・フローを生み出す最小の資産グループを特定する。他の資産又は資産のグループからのキャッシュ・イン・フローとは概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する資産の最小の集合がCGUとなる。

このようなCGUの特定には、資産と関連する事業の具体的な性質（地理的セグメント、事業セグメント、規制の枠組み等）に関する経営判断が含まれる。また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理・監視する方法、及び資産グループのキャッシュ・イン・フローが他の資産（又は資産グループ）に関連するキャッシュ・イン・フローからほぼ独立しているという証拠に基づいて識別される。

また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理及び監視する方法に基づいて特定される。特に、CGUの数と範囲は、当グループが実施する新たな企業結合及び組織再編の影響を反映するため、計画的に更新している。

これらの連結財務諸表で認識されたのれんの配分先として経営者が特定したCGU及びその認識基準は注記22「のれん」に記載されている。

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数を確定できる有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当グループは、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）等、他の多くの要因も検討している。
また、当社グループは、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づくコミットメントを考慮している。詳細については、注記17「有形固定資産」を参照のこと。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当グループが投資先への関与からの変動リターンに晒されている、又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じて影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する事業を指図する現行の能力と定義される。
支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。したがって、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当グループに与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。
支配力を評価するために、経営陣は、他の投資家との合意、また議決や取締役の指名に関して、他の契約上の取決めから生じる権利及び潜在的な議決権（非支配株主に付与されるコール・オプション、ワラント、プット・オプション等）を含む全ての事実及び状況並びにその他の法規定を分析する。当グループが投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び状況は、特に重要となる可能性がある。
さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当グループが投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。
当グループは、事実及び状況が、支配の存在を検証する際に考慮された1つ又は複数の要素に変化があることを示している場合に、当グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。共同支配は、関連する事業を巡る決定が共同支配を共有する当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又はジョイント・オペレーションとして構成する。ジョイント・ベンチャーとは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方、ジョイント・オペレーションとは、共同支配を有する当事者が、その取決めに関連する資産に対する権利及び負債に対する義務を持つ共同支配の取決めをいう。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価しなければならない。当該目的に向けて、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当該分析を受けて、当グループはAsociación Nuclear ASCO-Vandellós IIにおける持分をジョイント・オペレーションとしてみなした。
当グループは、事実及び状況が、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮された要素の1つ又は複数に変化が生じたことを示す場合には、共同支配の有無を再評価している。
当グループのジョイント・ベンチャーにおける投資に係る詳細は、注記24「持分法適用投資」を参照のこと。

関連会社に対する重要な影響力の有無の判断

関連会社とは、当グループが重要な影響力を行使する者、すなわち、投資先の財務及び事業の方針の決定に関与する権限を有するが、当該方針に対して支配又は共同支配を行使しない組織体をいう。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当グループは重要な影響力を有していると推定される。

重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。

当グループは、事実及び状況が重要な影響力の存在の検証における考慮された1つ又は複数の要素に変動があることを示している場合に、当グループが重要な影響力を有しているか否かを再評価する。

当グループの関連会社持分への投資の詳細は、注記24「持分法適用投資」を参照のこと。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産(又は処分グループ)の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。

売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当グループは以下の点を考慮する。

- 経営陣が資産(又は処分グループ)の売却計画にコミットしており、買い手を探して計画を完了させるための積極的な取り組みが開始されているか
- 当該売却が、分類日から1年以内に完了する売却として認識するのが適格だと期待されるべきか。ただし、その遅延が当グループの支配の及ばない事象や状況によるものであり、かつ当グループが資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない
- 計画を完了させるために必要な行動において、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことが示されているか

さらに、資産(又は資産グループ)は、売却目的保有に分類された場合、非継続事業として表示されなければならず、また、以下のいずれかに該当しなければならない。

- 単独の主要事業部門又は事業地域を対象としている
- 単独の主要事業部門又は事業地域を処分するための単一の協調的計画の一部である
- 転売のみを目的として取得された子会社である

IFRIC第12号-「サービス委譲契約」の委譲運営への適用

当グループは事業者として、IFRIC第12号を「官から民へ」のサービス委譲契約に適用している。当該契約では、委譲者は、サービスを提供するために利用されるインフラを管理する権利を事業者に与えている。

より具体的には、経営陣は、「官から民へ」のサービス委譲契約がIFRIC第12号の適用範囲に含まれるかどうかを、以下のような観点から評価している。

- 事業者がインフラとともに、どのようなサービスを、誰に対して、どのような価格で提供しなければならないかを、委譲者が支配又は規制していること。
- 及び、契約期間の終了時点で委譲者が、所有権、受益権又はその他の権利を通じて、インフラにおける重要な残余持分を支配していること。

この分析に基づき、IFRIC第12号の規定は、主にブラジルで活動する多くの企業のサービス委譲契約に適用される。

IFRIC第12号の適用範囲にあるサービス委譲契約の詳細は、注記18「サービス委譲契約」に記載されている。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、当該契約にのみIFRS第15号を適用するように、法的管轄レベルでの契約条件を慎重に分析し、契約の存在時期とその契約の強制力の条件を判断している。

契約に複数の約束された財又はサービスが含まれる場合、それらを個別に会計処理すべきか、又はグループとして会計処理すべきかを評価するために、当グループは財又はサービスの個々の特性（すなわち、それらが別個のものであるか、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財又はサービスであるか）と、契約の文脈における約束の性質の両方を考慮する。そのためには、関連する法規制の枠組みのもとで、特定の契約に関連する全ての事実と状況を評価する必要がある。履行義務の充足時期を評価するため、当グループは、主に顧客の視点からの評価を行い、財又はサービスの支配が顧客へいつ移転されるのかを評価している。
各履行義務について、取引の種類に関連して、次の事項を行う。

- **収益は、サービスの提供の場合と同様に、履行義務の完全充足に向けた進捗に基づき、経時的に認識される。履行義務の完全充足に向けた進捗の測定は、「アウトプット」又は「インプット」方法を用いて履行義務及び類似の状況において一貫して実施される。特に、原価法（原価比例法）は、契約の特定の分析が代替的な方法の採用を促す場合を除き、進捗の測定に適切であると考えられる。履行義務の充足に向けた進捗を合理的に評価することが不可能であると判明した場合、当グループは、回収可能と考えられる発生費用の範囲でのみ収益を認識する。**
- **他方、財の供給の場合のように、ある与えられた時点で履行義務が充たされる場合は、全ての関連指標を考慮して、顧客が財の支配を獲得した時点で収益を認識する。**

当グループは、契約に変動対価(すなわち、将来の事象の発生又は不発生に応じて変動する可能性のある対価)が含まれるか否かを判定する際に、全ての関連する事実及び状況を考慮する。変動対価の見積りにあたっては、当グループが受け取るべき対価をより正確に予測できる方法を採用し、契約期間中及び類似の契約に一貫して適用し、入手可能な全ての情報を考慮し、不確実性が解消されるまで見積りを更新している。当グループは、不確実性が解消された際に、認識された累積収益における重大な戻入が発生しない可能性が非常に高い範囲でのみ、取引価格における変動対価の見積金額を含めている。

当グループは、当グループが契約の履行において主たる責任を有しておらず、したがって、財又はサービスが顧客に移転される前に当該財又はサービスを支配していない一部の契約では、当グループは代理人であるとみなしている。例えば、地域の法令上及び規制上の枠組みに左右される電力／ガスネットワーク接続サービス及びその他の関連事業において一部の契約では、当グループは代理人として行動している。

1つ以上の履行義務がある契約（例えば「抱き合わせ」販売契約）においては、当グループは一般的に独立販売価格の比率に応じて各履行義務に取引価格を配分する。当グループは、全ての情報を検討し、観察可能な価格が市場にて入手可能な場合はそれを用いて、入手不能であれば観測可能な情報の使用を最大化する見積方法を用い、同様の契約にはそれを継続的に適用して、独立販売価格を決定する。
重要な権利である追加的な財及びサービスにおいてオプション（例えば、カスタマー・ロイヤリティー・プログラムや更新オプション）を含む契約を当グループが評価した場合は、当該オプションは追加的な履行義務を発生させるため、当グループは取引価格を当該オプションに配分する。

当グループは、契約を取得するための増分費用の回収可能性を、契約ごとに、又はそれらの費用が契約グループに関連する場合は契約グループごとに評価する。
当グループは、その他の類似取引に伴う経験や、潜在的な更新、改訂及び同一顧客との契約継続を含む、様々な要因の評価に基づき、当該費用の回収可能性を裏付けている。
当グループは、当該費用を平均的な顧客の期間にわたり償却している。契約から生じる便益の期待期間を決定するため、当グループは過去の経験（例えば、「チャーンレート（解約率）」）、類似契約から生じている前兆的な証拠、及び市場について入手可能な情報を考慮している。

電力購入契約

エネルギーの物理的供給を規定する電力購入契約（PPA）は、企業又は資産に対する支配又は共同支配の存在に関するIFRS第10号及びリースの認識においてIFRS第16号の要件を遵守していないが、IFRS第9号に基づくデリバティブの定義を遵守しており、関連する条件が充たされる場合には自己使用の例外措置に基づき会計処理を行う。

IFRS第9号に準拠してデリバティブの定義を遵守する仮想PPAに係る詳細は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び評価損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性及びキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。

金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る特定の評価を実施して、その条項により金融商品が発行済元本に対する元利金支払い（SPPI）のみのキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するために、商品レベルでのSPPIテストを実施している。

ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその双方から生じるのかを決定する。

詳細は注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、当グループのリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映するため、デリバティブに適用される。

したがって、取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループはヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。

経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーを評価し、文書化する。

有効性の判定及び無効性の測定についての主要な前提条件の詳細は、注記49.1「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固な専門家の判断を必要とする。当該判断は、特に、以下の事項に関連している。

- **当グループが事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用**
- **非リース構成要素のリース契約への識別**
- **リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること**
- **金利の変動が将来の支払リース料及び使用権資産の金額にどのような影響を及ぼすかを判断するための、指標又は金利に依存される変動支払リース料の識別**
- **リース料の現在価値を計算するための割引率の見積り。この割合に関する前提条件の詳細は、「見積もりの使用」の項に記載されている**

リースに関する詳細は、注記19「リース」を参照のこと。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当グループは、現地の税法を考慮に入れ、いずれのアプローチが不確実な税務上の取扱いごとにその不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、各々の不確実な法人所得税上の取扱いを別々に考慮するか、又は1つ又は複数の他の不確実性な税務上の取扱いと併せて考慮するか、及び最も可能性が高い金額又は期待値法のいずれの方法を用いて不確実性の影響を反映するかを決定する。

当グループは、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。

法人所得税の詳細は、注記15「法人所得税」を参照のこと。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に基づく関連当事者とは、主にエネル・エスピーエーと同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的にエネル・エスピーエーに支配されている会社、エネル・エスピーエーの関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）をいう。関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。主たる経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には取締役（業務執行に携わるか否かを問わない）が含まれる。

子会社

IFRS第10号によれば、子会社とは、当グループが支配している全ての事業体である。支配の定義の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」の「支配の存在の判定」の項を参照のこと。

連結財務諸表の作成に用いた子会社の財務諸表は2024年12月31日現在で当グループが適用する会計方針に基づき作成されている。
子会社が、類似した状況における類似した取引及び事実において、連結財務諸表の作成の際に採用された会計方針とは異なる会計方針を用いる場合、当グループの会計方針との整合性を確実にするために適切な調整が行われる。
子会社の財務数値は、支配獲得日以降支配停止日までの期間、完全連結されている。
当期純損益及びその他の包括利益は、たとえ非支配持分においての損失における場合においても、親会社株主及び非支配持分所有者に帰属する。
当グループの事業体間の取引に関連する全ての連結会社間の資産・負債、資本項目、収益、費用及びキャッシュ・フローは完全に消去される。
支配の喪失に至らない子会社の所有持分の変動は株主持分取引として会計処理され、支配持分及び非支配持分の帳簿価額は当該子会社における持分の変動を反映して調整される。非支配持分の調整額と授受された対価の公正価値との差額は、連結株主持分で認識される。
当グループが子会社をめぐる支配を喪失した場合、当該子会社における残存持分は公正価値で再測定、純損益を通じて認識され、支配の喪失の日に、生じた利得又は損失が純損益を通じて認識される。加えて、旧子会社の取得に関するその他の包括利益にて過年度に認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。

関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資

連結財務諸表において、関連会社及び共同取決めに対する投資は、「IAS第28号-関連会社及び共同ベンチャーへの投資」及び「IFRS第11号-共同取決め」により確立された要件に従って測定される。
この点で、関連会社とは、当グループが重要な影響力を有する事業体であり、ジョイント・ベンチャーとは、当グループが共同支配を行使し、当該取決めの純資産に対する権利を有する共同取決めをいう。
当グループの関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する投資は、持分法を用いて会計処理されており、持分法の下では、当該投資は取得原価で当初認識され、取得日現在の、当該投資の取得原価と投資先の識別可能な資産及び負債の正味公正価値の当グループの持分との差額から生じるのれんは、当該投資の帳簿価額に含められる。
取得日以降、関連会社又はジョイント・ベンチャーの帳簿価額は、関連会社又はジョイント・ベンチャーの利益又は損失に対する当グループの持分の変動を当グループの純損益として認識するために調整される。投資先のその他の包括利益における変動の結果、関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける当グループの持分の変動を受けて、帳簿価額の調整が必要となることがある。
当グループの当該変動の持分は、当グループのその他の包括利益にて認識される。
ジョイント・ベンチャー及び関連会社から受領した分配金は、当該投資の帳簿価額を減額させる。

当グループ及び関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の取引から生じる利得及び損失は、当該関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける持分の範囲で相殺消去される。
関連会社又はジョイント・ベンチャーの財務諸表は、当グループとしての報告期間と同一で作成されている。
持分法の適用後、当グループは関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資に係る減損損失を認識する必要があるかを判断している。価値の損失の客観的な証拠がある場合には、当該投資の帳簿価額の全額が単一の資産としてIAS第36号に準拠した減損テストが実施される。減損の詳細は注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」の「非金融資産の減損」の項を参照のこと。

投資先が関連会社又はジョイント・ベンチャーではなくなった場合、当グループは残存する投資を、純損益を通じて公正価値で認識する。旧関連会社又はジョイント・ベンチャーに関して過年度にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。
関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける所有持分が減少したが、重要な影響力又は共同支配権を当グループが行使し続けている場合、当グループは持分法の適用を継続し、当該減少に関するその他の包括利益における認識した過年度の利得又は損失の持分は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。
ジョイント・オペレーションとは、共同支配権を有する当グループが、共同支配の取決めに関連して資産に対する権利及び負債における義務を有することによる、当該取決めのことである。各ジョイント・オペレーションにおいて、当グループは保有する持分ではなく、取決めの規定に基づいて資産、負債、費用及び収益を認識している。
事業の定義を充たす共同支配の取決めにおける持分が増加した場合、

- 当グループが支配を獲得し、取得日の直前において共同支配の取決めの資産に対する権利と負債に対する義務を有していた場合、その取引は段階的に達成された企業結合を表し、各取得日の公正価値でジョイント・オペレーションにおいて以前保有していた持分を再測定する。
- 当グループが共同支配権を取得した場合(すなわち、共同支配を保持せずにジョイント・オペレーションにおける持分を既に保有していた)には、ジョイント・オペレーションにおいて以前に保有していた持分は再測定しないものとする。

関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける当グループの投資の詳細は、注記24「持分法適用投資」を参照のこと。

外貨項目の換算

「IAS第21号-外国為替相場の変動の影響」に従い、機能通貨以外の通貨での取引は、取引日の直物為替レートで当初認識される。
機能通貨以外の外貨建ての貨幣性資産及び負債は、後刻報告日の直物為替レートを用いて換算される。
取得原価で認識される外貨建ての非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートで換算される。公正価値で測定される外貨建ての非貨幣資産及び負債は、公正価値を判定した日における為替レートを用いて換算される。
為替差損益は純損益を通じて認識される。
外貨建てで支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る費用又は収益(又はその一部)の当グループが当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当グループが前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

外貨建財務諸表の換算

連結財務諸表の目的上、全ての収益、費用、資産及び負債は、親会社の表示通貨であるユーロで表示されている。
IAS第21号に従い、連結財務諸表を作成するにあたり、連結財務諸表で使用された表示通貨以外の機能通貨を用いている被連結会社の財務諸表は、のれん及び連結調整を含む資産及び負債には決算日の為替レートを適用し、損益計算書項目は、個々の取引日の実勢為替レートに近似させる条件で、期間の平均為替レートを適用することで、ユーロに換算している。
その結果生じる為替差損益は、特別準備金の資本の独立項目として認識される。当該損益は子会社の(一部又は全部の)処分に係る損益計算書にて比例的に認識される。
連結会社の機能通貨がハイパーインフレーション経済圏の通貨である場合、当グループは、「IAS第29号-ハイパーインフレーション経済下における財務報告」に従って財務諸表を修正再表示した後、以下の個別の換算方法を適用している。

ハイパーインフレーションが現地通貨の為替レートに与える影響を考慮するため、機能通貨がハイパーインフレーション経済の通貨である当グループの企業の財務状態及び業績（資産、負債、株主持分項目、収益及び費用）は、報告日現在の実勢為替レートを使用して当グループの表示通貨（ユーロ）に換算される。ただし、前年度の財務諸表に表示された比較金額は、その後の物価水準の変動又は為替レートの変動に対して調整されていない。

のれん

のれんは、企業結合で取得したその他の資産から生じる将来の経済的便益のうち、個々に識別及び個別に認識されていないものを表し、事業の支配を取得した日に連結財務諸表で認識される。

このため、当グループは企業結合を以下の方法を利用して認識している。

- 「パーチェス法」。これは、IFRS第3号（2004年）に基づき、2010年1月1日より前に開始され、同会計年度内に完了した全ての企業結合について適用され、この場合の取得原価は、取得した資産及び発生した又は引き受けた負債の交換日における公正価値に、取得に直接帰属する費用を加算した金額となる。当該費用は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債それぞれの公正価値の認識により配分された。取得原価と親会社株主に帰属し取得された原資産の公正価値との間の正の差額は、のれんとして認識された。企業結合が段階的になされた場合は、かねて取得していた正味資産の公正価値に対する取得日における調整は、株主持分において認識され、のれんの金額は、各取引日における被取得企業の正味資産の公正価値に基づいて取引ごとに決定された。
- 「取得法」。これは、IFRS第3号（2008年）（以下、「IFRS第3号（改訂）」という。）に基づいて認識される2010年1月1日以降に実行された全ての企業結合に適用され、この場合の取得原価（移転される対価）は、取得した資産及び発生した又は引き受けた負債、並びに購入者が発行した資本性金融商品の取得日における公正価値に等しい。取得原価には、条件付対価契約から生じる資産又は負債の公正価値が含まれる。移転対価は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債を取得日におけるそれぞれの公正価値で認識することにより配分される。この点に関し、のれんは、取得日における公正価値で測定された移転対価、被取得企業の非支配持分の金額に、（段階的になされた企業結合において）当グループが以前に保有していた被取得企業の持分の公正価値の合計額が、公正価値で測定された取得した識別可能資産及び発生した又は引き受けた負債の純額を超過するものとして定義される。非支配持分の帳簿価額は、取得日現在の、被取得企業の識別可能な正味資産の非支配株主保有比率、又は公正価値により決定される。

IFRS第3号（改訂）は、特に以下を要求している。

- 取得に直接起因する費用は純損益を通じて認識される。
- 段階的になされた企業結合の場合には、支配権取得日において、それまで保有していた被取得企業に対する持分は公正価値で再測定され、正又は負の差額は純損益に認識される。
- 条件付対価は、取得日の公正価値で認識される。資産又は負債、若しくはIFRS第9号の適用範囲の金融商品に分類される条件付対価の公正価値のその後の変動は、純損益で認識される。条件付対価がIFRS第9号の適用範囲に該当しない場合、適切なEU版IFRSに従って測定される。株主持分として分類される条件付対価は再測定せず、その後の決済は株主持分の中で会計処理される。
- 資産、負債及び偶発負債の公正価値が暫定ベースでしか算定できない場合、企業結合はその暫定価値を用いて認識される。測定手続の完了により生じる全ての調整金額は、取得日から12か月以内に認識され、比較数値は修正再表示される。

子会社の取得で生じるのれんは別個に認識される。当初認識後、のれんは償却されず、少なくとも年1回減損テストが行われる。減損テストの目的において、のれんは、取得日から、企業結合の相乗効果から利益を得ることが期待される各CGU又はCGUグループに配分される。

詳細については、後出の「非金融資産の減損」の項を参照のこと。

関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける持分投資に関連するのれんは、その帳簿価額に含まれている。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当グループはIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当グループが利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されず、やむなく取引を行うわけではない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当グループは、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

- 非金融資産については、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最善かつ最大限に活用することにより、又は当該資産を最善かつ最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより経済的便益を生成する市場参加者の能力を考慮に入れている。
- 負債及び自己資本性金融商品については、公正価値は、とりわけ当グループ自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しないリスクの影響を反映している。
- 市場リスク又は信用リスクに対する正味エクスポージャーに基づいて管理される金融資産・負債グループについては、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当グループは、その状況に適合し、充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報の利用を最大化し、観察不能な情報の利用を最小化している。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。

また、当該資産の閉鎖、及び所在する敷地における法的又は推定的義務がある原状回復の見積り費用の現在価値も、取得原価に追加される。それに対応する負債は、リスク及び費用に係る引当金として計上される。これらの費用の見積りの変更、時間の経過、及び割引率の詳細については、注記2.1「見積りの使用と経営判断」に記載されている。

顧客を配電系統に接続するため、及び／又は顧客にその他の関連サービスを提供するために顧客から譲渡された有形固定資産は、支配が取得された日の公正価値で当初認識される。

適格資産の取得、建設又は生産に直接起因する借入費用、すなわち、意図された使用又は販売の準備が整うまでに相当の期間を要する資産は、当該資産自体の取得原価の一部として資産計上される。この要件を充足しない資産の購入又は建設に伴う借入コストは、それが発生した期間に費用計上される。

IFRSへの移行日現在又はそれ以前の期間において再評価された特定の資産は公正価値で認識され、再評価日におけるみなし原価とみなされる公正価値で認識される。

有形固定資産の重要な各構成部分が異なる耐用年数を有する場合、当該部分は個別に認識されて減価償却される。

資産の一部の交換に要した原価に伴い、将来の経済的便益が当グループに流入する可能性が高く、さらに当該便益に係る取得原価が信頼性をもって測定可能な場合、取得後原価は資産の帳簿価額の増加として認識される。他の全ての原価は、発生時に純損益で認識される。他の全ての費用は、発生時に純損益で認識される。

資産の一部又は全部を交換するために要した原価は、資産の帳簿価額の増加として認識され、耐用年数にわたり減価償却される。交換された部分の帳簿価額は、純損益を通じて認識が中止される。

残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、減価償却基準の変更は、将来に向かって適用されるものとする。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。耐用年数の見積りに関する詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」及び注記17「有形固定資産」を参照のこと。当期中に当グループが行った耐用年数の変更については、注記10.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」及び注記17「有形固定資産」を参照のこと。

有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用又は処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。純損益を通じて認識される利得又は損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

無償で返還される資産

当グループの発電所には、委譲運営終了時に無償で放棄される資産が含まれている。これらは主に、分水工事及び火力発電所の運営に使用される公有地に関連するものである。

2011年まで施行されていたイタリアの規制の枠組みにおいては、事業委譲権の更新が行われない場合には、公有地にある取水口、制御装置、導水路、放水路及びその他の資産は良好な状態で、無償で州へ返還されることとなっていた。このため、返還が予定される当該資産の減価償却費は、事業委譲権の期間と資産の耐用年数のどちらか短い期間を用いて計算されていた。

2012年8月7日付法律第134号により導入された法令変更を受けて、水力発電用水の分水委譲運営に関連して過年度に「無償で放棄される資産」に分類されていた資産は、上記の「2012年法律第134/2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定要素の減価償却可能額」の項において記載したとおり、現在では「有形固定資産」のその他の区分のものと同様に考えられており、当該資産の耐用年数（委譲運営の期間を超える場合）にわたり減価償却される。詳細については同項を参照のこと。

スペインの法律第29/1985号及び第46/1999号によれば、スペイン領内の水力発電所は行政委譲の下で運営され、委譲期間終了時に発電所は良好な状態で政府に返還されるものとしている。当該委譲期間は2078年まで延長されている。

ラテンアメリカで事業を行っている多くの発電会社は、スペインの委譲制度の下で企業に適用される条件と類似の条件を伴う行政委譲運営権を有している。これらの委譲運営権は、アルゼンチンで2087年、ブラジルで2047年、コスタリカで2031年、パナマで2062年、グアテマラで2062年に満了する。

サービス委譲契約

「官から民へ」のサービス委譲契約のもとで事業者を務める場合、当グループは、契約に定められた条件に従い、公共サービスを提供するために使用されるインフラの建設／改良、及び／又は委譲期間中のインフラの運営・保守を行う。
このような状況において、当グループは、IFRIC第12号の適用範囲内のサービス委譲契約の下で運営されるインフラを有形固定資産として会計処理せず、IFRS第15号に従って、その実施するサービスについて収益を認識・測定している。特に、当グループが建設又は改修サービスを提供する場合、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

- 当グループが、付与権者から（又は付与権者の指示で第三者から）現金又はその他の金融資産を受け取る無条件の契約上の権利を有する場合、すなわち付与権者は支払いを回避する裁量をほとんど有しない場合には、金融資産
- 当グループが、提供される公共サービスの利用者に課金する権利（ライセンス）を受領し、その結果、金額が公共サービスの利用程度に依存しているため、現金を受け取る無条件の権利を有していない場合には、無形資産

当グループが（事業者として）無形資産を受ける契約上の権利を有する場合、借入コストは注記17「有形固定資産」で詳述した基準を用いて資産計上される。
しかしながら、建設／改修サービスに関しては、対価は両種ともに、建設／改修期間において契約資産として分類される。
当該対価の詳細は、注記9.a「販売及びサービスから生じた収益」を参照のこと。
逆に、サービス委譲契約が、委譲の運営に使用されるインフラそのものを提供するものであり、IFRIC第12号が定める要件に準拠していない場合、特に、事業者が所有し利用可能であるか、又は有効期限が無期限である場合、これらの委譲に帰属する資産の帳簿価額は「有形固定資産」に認識され、IAS第16号に従って会計処理される。
当グループのサービス委譲契約の主な特徴に関する情報は、注記18「サービス委譲契約」に記載されている。

リース

契約の開始時に、当グループは、IFRS第16号におけるリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。
当グループが借主である場合には、リース開始日(すなわち原資産が使用可能となる日)に使用権資産及びリース負債を認識する。
使用権資産は当初原価で測定され、この原価には、リース開始日以前に支払われたリース料から受領したリース料を控除したリース負債の当初金額、発生した当初直接費用、原資産の除却及び撤去、並びに原資産又は原資産が所在する場所の復旧に要する費用の見積額が含まれる。
次いで、使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、定額法で減価償却される。当該リースがリース期間末に原資産の所有権が当グループに移転する場合、又は使用権資産の原価に、当グループが購入オプションを将来行使するという事実が反映されている場合、減価償却費は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。
使用権資産の減価償却期間については、注記19「リース」を参照のこと。
加えて、使用権資産は減損テストの対象となり、リース負債の再測定により調整される。
リース負債は、当初、リース期間にわたって支払われるリース料の現在価値で測定され、リースに含まれる金利が容易に決定できない場合には、リース開始日における借手の借入金利の増加額を使用して割り引かれる。
指数又は金利に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。
当グループは、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当グループは、価値が低いと思われる特定の事務機器（パソコン、印刷機、コピー機等）をリースしている。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当グループが管理する物的実体のない識別可能な資産であり、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連する費用を信頼性をもって決定できる場合をいう。
これらの資産は、購入原価又は内部発生資産の内部開発費で測定され、当グループが、資産を完成させる技術的実現可能性、開発を完了し、資産を使用又は売却する意思と能力、資産を完成させるための資源の利用可能性を実証できる場合にのみ認識される。
当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細情報は注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」及び注記21「無形資産」を参照のこと。

償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。したがってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。

IFRIC第12号に基づき無形資産に分類されるインフラは、契約期間にわたって償却される。詳細については、注記18「サービス委譲契約」を参照のこと。
当グループの無形資産は、いくつかの委譲運営及びのれんを除き、耐用年数を確定できる。
耐用年数が確定できない無形資産は償却されないが、減損テストは毎年行われる。
耐用年数が確定できないことを引き続き裏付けできるかを判定するため、耐用年数が確定できないかどうかの評価は毎年見直される。そうでない場合、耐用年数が確定できないものから確定できるものへの変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

当グループは、IFRS第15号に従って資産計上された顧客との契約を獲得するための費用を、以下の場合にのみ無形資産として表示している。

- 費用が増分的なものであり、すなわち識別された契約に直接起因する費用であり、当グループは、その契約が獲得されなければその費用を負担することがない場合
- 当グループが、払戻（直接的回収可能性）又はマージン（間接的回収可能性）を通じて費用の回収を見込む場合。

特に、当グループは通常、そのような契約において代理人に支払う取引費用及び手数料を、資産化要件が充たされた場合に資産計上している。
資産化された顧客との契約費用は、関連する財又はサービスの移転のパターンに沿って体系的に償却され、認識した資産の帳簿価額が回収可能額を超える範囲で減損損失を識別するため減損テストを実施している。
当グループは資産化された顧客との契約費用を当該契約から期待される便益の期間(すなわち、顧客との関係の平均期間)にわたり定額法で償却しており、償却方針の変更は将来に向けて反映される。

非金融資産の減損

「IAS第36号-資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、使用権資産、営業権、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の証拠があるかどうかを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。

のれんが配分されているCGU、耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産の回収可能性は、毎年、又は減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で検討される。

当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額の見積りの詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」の項を参照のこと。

回収可能価額は、資産が他の資産又は資産グループから概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産において算定される。

資産又は資産が割り当てられているCGUの帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益で認識され、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」で表示される。

CGUの減損損失は、まず配分されているのれんの帳簿価額に対して減額され、次にその他の資産に対してその帳簿価額に比例して減額される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや該当しない場合には、資産の帳簿価額は、減損損失が認識されなかったとした場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の下で純損益を通じて戻入される。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由がもはや該当しなくなった場合であっても戻入されない。

棚卸資産

IAS第2号に基づき、棚卸資産は、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方の価額で測定している。ただし、トレーディング事業に係る棚卸資産については、純損益を通じて認識し、公正価値で測定している。取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。見積正味実現可能価額は、通常の見積販売価格から見積販売費用、又は該当する場合には再調達価額を控除した金額である。

既に約定された販売を履行するために保有している棚卸資産の部分においては、正味実現可能価額は当該販売契約において定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産には、報告期間中にコンプライアンスに使用されなかった環境証書(例えば、グリーン証書、エネルギー効率証書、欧州のCO_2排出枠と原産地保証、再生可能エネルギー証書)が含まれる。これらの棚卸資産は、トレーディング目的か非トレーディング目的かを区別し、異なるポートフォリオに配分される。棚卸資産の詳細については、注記56「環境プログラム」を参照のこと。

生産に使用するために保有している材料及びその他の消耗品（エネルギー商品を含む）は、それらが組み込まれた完成品が発生したコストを回収するのに十分な価格で販売されると予想される場合には、簿価の切下げをしない。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、「IAS第32号-金融商品：表示」及び「IFRS第9号-金融商品」に従って行われる。

金融資産又は金融負債は当グループが当該商品の契約条項の当事者となった時点で、そしてその時点（つまり取引日）でのみ、連結財務諸表に認識される。

IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な資金調達要素を含んでいない場合、又は当グループがIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当グループは上述の営業債権以外の金融資産を公正価値で、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、公正価値に取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、下記の双方に基づき、償却原価で測定する金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産、純損益を通じて公正価値で測定する金融資産に分類される。

- 金融資産を管理するための当グループのビジネスモデル。すなわち、当グループがキャッシュ・フローを生み出すために金融資産を管理する方法（すなわち、契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその両方）。
- その商品がSPPIテストに基づき、元本と利息の支払いのみであるキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するための、その商品の契約上のキャッシュ・フロー特性。

事後測定の目的上、金融資産は四つの区分に分類される。

- 償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）
- 累積損益の振替を伴うOCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）
- 認識中止時の累積損益の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融資産（資本性金融商品）
- 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

このカテゴリーには、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。
償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払いにあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有することを目的とするビジネスモデルにおいて保有される。
当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用の調整をし、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。
利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVOCI）-負債性金融商品

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産とは、その目的が契約上のキャッシュ・フローの回収及び金融資産売却の双方により達成され、その契約上のキャッシュ・フローが、特定の日に、元本及び元本残高に対する利息の支払いのみにあたるキャッシュ・フローを生じさせるビジネスモデル内で保有される資産のことである。
当該金融資産の公正価値の変動は、その他の包括利益の他、金融資産の帳簿価額を減少させない損失引当金において認識される。
金融資産が認識中止される（例えば、売却時）場合は、過年度に株主持分にて認識されていた累積損益（純損益にて認識されていた減損及び為替差損益を除く）は純損益に戻入される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVOCI）-持分金融商品

このカテゴリーには主に当初認識時に取消不能の形でこれに指定をされた他の企業に対する持分投資が含まれる。
当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当グループは、株主持分における累積利得又は累積損失に振替える場合がある。
OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定される資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。
当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、純損益において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

このカテゴリーには主に以下のものが含まれる。

＞ ビジネスモデルに関わりなく、元本及び利息のみの支払いにあたらないキャッシュ・フローがある金融資産

＞ 主として短期的に売却又は買戻しを行う目的で取得又は保有される、トレーディング目的で保有する金融資産（有価証券、ファンドへの金融投資等）

＞ トレーディング目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定されていないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）

＞ 条件付対価として適格な金融資産

このような金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。

このカテゴリーには、当グループがOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類することを取消不能の形で選択していない持分投資も含まれる。このような投資に係る配当も、配当支払いの権利が決定された際に、損益計算書におけるその他の収益として認識される。

金融資産の減損

当グループは、各報告日において、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失引当金を認識している。

当グループがIFRS第9号に準拠して採用している減損モデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。

営業債権、契約資産及びリース債権において、重要な金融要素を伴うものを含め、当グループは簡便化アプローチを採用し、一般に12か月に相当する債権の全期間に対応する期間にわたる予想信用損失を算定している。

営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当グループは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。

当グループは、報告日時点で損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、減損損失として認識する。

当グループは低信用リスク特例制度を適用し、その取引先が契約上のキャッシュ・フロー義務を履行する充分な財力を備えている場合（例えば投資適格）、OCIを通じて公正価値で測定される負債性商品の信用リスクにおける著しい増大による存続期間の予想信用損失に等しい金額での損失引当金の認識を回避している。

金融資産の減損に関する詳細は、注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

このカテゴリーには、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い短期の金融投資が含まれる。

また、連結キャッシュ・フロー計算書の現金及び現金同等物において、期末日現在の当座借越は含まれない。

償却原価で測定される金融負債

このカテゴリーには、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品が含まれる。

デリバティブを除く金融負債は、当グループが金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は適切な場合にはより短い期間で、将来の現金支払い又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く金利のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で評価する金融負債には、主に次のものが含まれる。

＞ 短期の買戻し目的で保有するトレーディング目的の金融負債

＞ 当グループが締結しているデリバティブのうち、IFRS第9号で定義されるヘッジ関係におけるヘッジ手段として指定されていないもの

＞ 条件付対価として適格な金融負債

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

＞ 資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効

＞ 当グループが資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全てを移転し、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号の下で定められた要件を充たす契約に基づいて1つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受を行った場合（「パス・スルー要件」）

＞ 当グループが資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全てを譲渡又は保持することなく、資産に対する支配を移転した場合

金融資産の認識を中止した場合、当グループは、帳簿価額（認識を中止した日に測定）と受領した対価との差額を純損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取り消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債に置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止及び新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、純損益において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「トレーディング目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全てのトレーディング目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

トレーディング目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当グループの意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。

デリバティブ及びヘッジ会計の詳細については、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

組込デリバティブ

組込デリバティブとは、他の非デリバティブ契約（いわゆる「ホスト契約」）を含む「結合」契約（いわゆる「ハイブリッド商品」）に含まれるデリバティブであり、結合された契約のキャッシュ・フローの一部又は全部を発生させる。組込デリバティブは、以下の場合にホスト契約から分離され、デリバティブとして会計処理される。

＞ ホスト契約が純損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではない

＞ 組込デリバティブの経済的リスク及び特性が、ホスト契約のものとは密接に関連していない

＞ 組込デリバティブと同一の条件を伴う別個の契約が、デリバティブの定義を充たす

ホスト契約から分離される組込デリバティブは、連結財務諸表にて公正価値で認識され、公正価値の変動は純損益において認識される（組込デリバティブが指定されたヘッジ関係の一部である場合を除く）。

公正価値で測定される金融商品で表示していない契約は組込デリバティブを識別するために分析され、当該組込デリバティブ部分は分離されて、公正価値で測定される。当該分析は、当グループが契約の当事者になった場合、又は当初の関連するキャッシュ・フローを大幅に変更させる形で契約が再交渉される場合に実施される。

組込デリバティブを含む可能性のある主なグループ契約は、エネルギー商品の売買契約である。

非金融商品の売買契約

概して、当グループの通常予想される購入、販売又は用途の要件に従って締結され、受領又は引渡しのために保有され続ける非金融項目の売買契約は、IFRS第9号の適用範囲外であり、「自己使用の例外」に従って未履行契約として認識される。
非金融商品の売買契約は、以下の条件を充たす場合「通常の購入又は販売」として分類される。

＞ 現物決済を目的として締結されていること
＞ 事業体が見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されていること

さらに、現物決済を伴う非金融商品の売買契約（例えばエネルギー商品に係る固定価格先渡契約）は、自己使用の例外において対象とはならず、以下の場合に、取引日の公正価値で認識するデリバティブとして認識される。

＞ 現金での差額決済が可能であり、かつ、
＞ 当グループが見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されたものではない。

トレーディング契約は純損益を通じて公正価値で評価される。報告日現在未決済の契約の公正価値における変動の測定結果は、「商品契約から生じた純損益」の項目の下で純額で認識される。一方決済日においては以下のように取り扱われる。

＞ エネルギー商品の販売契約終了の公正価値における変動の測定結果及び関連費用は、デリバティブの認識中止による純損益への影響とともに、「その他の収益」で認識される。
＞ エネルギー商品の購入契約終了の公正価値における変動の測定結果は、デリバティブの認識中止による純損益への影響とともに、「電力、ガス及び燃料」及び「サービス及びその他の原材料」の下で認識している。

IFRS第9号適用範囲内の非金融商品の売買契約も、ヘッジ会計の要件を充たす場合は、その後ヘッジ手段として指定することができる。
当グループは、電力及びエネルギー商品の先渡売買に特化して非金融資産の売買契約の全てを継続的に分析し、IFRS第9号に準拠した分類及び取扱いをすべきものであるか、それとも「自己使用」のために約定されたものであるかを決定している。

金融資産と金融負債との相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞ 現在、認識された金額を相殺する法的強制力のある権利を有しており、かつ、
＞ 純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行うことを意図している。

ハイパーインフレーション

IAS第29号に従い、ハイパーインフレ経済においては、当グループは一般購買力の変化を反映する価格指数を用いて、非貨幣性項目、資本及び指数連動契約から派生する項目を回収可能額まで調整する。
初度適用の影響は、税効果を控除して株主持分において認識される。一方、ハイパーインフレーションの期間において（終わるまで）、調整から生じる利得又は損失は純損益で認識され、金融収益及び金融費用において区分して開示される。
これらの規定は、2018年7月1日以降、経済がハイパーインフレーションと宣言されたアルゼンチンにおける当グループの取引に適用される。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に基づき、非流動資産（又は処分グループ）は帳簿価額が、継続的な使用にではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。
当該分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。
売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

当グループが、子会社の支配権の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号の下で規定されている要件を充たす場合、当該子会社の全ての資産及び負債は、売却後に当グループが旧子会社における非支配持分を留保するか否かにかかわらず、分類の要件が充たされた時点で売却目的保有に分類される。
当グループは、IFRS第5号における想定としての当該分類要件を、関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資又は投資の一部に適用している。関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資の売却目的保有として分類されていない留保部分は、売却目的保有として分類された部分の処分が実行されるまで、持分法を用いて会計処理される。
売却目的保有に分類された非流動資産（又は処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書におけるその他の資産及び負債から区分して表示される。
売却目的保有に分類された非流動資産又は処分グループの資産及び負債において表示される金額は、表示されている過去の期間において振替も修正再表示もされない。
売却目的保有としての非流動資産（又は処分グループ）の当初の分類の直前に、当該資産（又は処分グループ）の帳簿価額は、当該資産又は負債に適用される会計基準に準拠して測定される。売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い方の金額で測定される。当初又はその後に評価減した資産（又は処分グループ）の売却費用控除後の公正価値において、減損損失及びその戻入による利得は、継続事業からの純損益で認識される。
非流動資産は、売却目的保有に分類されている間、又は売却目的保有として分類される処分グループの一部である間は減価償却（又は償却）されない。
当グループの構成会社が非継続事業である場合、当グループは損益計算書の独立した項目に、以下の合計額からなる単一の金額を表示する。

- 非継続事業の税引後利益又は損失
- 非継続事業を構成する資産又は処分グループの、売却費用控除後、又は処分に係る公正価値の測定に関して認識された税引後純損益

これに対応する金額は、財務諸表における過年度の損益計算書にて修正再表示されているため、開示は当報告期間末までに非継続となった全ての事業に関連している。当グループがある構成部分を売却目的保有として分類するのを中止した場合、過年度に非継続事業にて表示されていた当該構成部分の業績は、表示されていた全ての期間において継続事業からの純損益に振替えられ、含められる。

環境証書

特定のIAS／IFRS規則がない場合、当グループが採用している会計処理は、適用されるIAS／IFRS会計基準本体に含まれる一般規則及び国際的なベストプラクティスに準拠している。
特に、環境証書に関するグループの会計処理は、関係する事業体のビジネスモデルを反映しており、したがって、再生可能な資源から発電する事業体、義務当事者、取引業者、及び義務当事者ではないがエネルギーサービス部門で事業を営むその他の事業体を区別し、これらの事業体が行う事業の様々な特徴を反映している。
この会計モデルの適用に関する詳細は、注記56「環境プログラム」に記載されている。

従業員給付

退職後給付及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当グループは、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付、あるいは雇用期間中に発生するその他の長期給付に関連する負債を、制度ごとに個別に決定している。当グループは、数理計算上の仮定を用いて、報告日現在で従業員が負担している将来の給付額を見積り（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いてこれらの制度の現在価値を決定している。

当該負債は、制度資産を控除した後、関連する権利の確定期間にわたり発生主義で認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。

当グループは、確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）を、発生時にその他の包括利益で認識する。その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。

また、当グループは、確定拠出制度にも関与しており、当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した従業員給付を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に基づき、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当グループが通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。

退職給付は、以下のいずれか早い時点に認識される。

＞　グループ各社が給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点

＞　グループ各社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、退職給付の支払いを伴う時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式に基づく報酬

当グループは、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネージャー並びに経営幹部の報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式に基づく報酬取引を行っている。

直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払い）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。

IFRS第2号に従い、当グループは、金銭的要素が制度を発行した企業の資本性金融商品の価格（又は価値）に基づく場合は現金決済取引に分類し、その他の場合は他の長期従業員給付に分類する。

当社株式の賞与支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記51「株式に基づく報酬」を参照のこと。

特に資本部分については、当グループは、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。

認識される費用の総額は、権利確定期間の終了時に、市場条件又は権利不確定条件以外の勤務条件及び業績条件を充足する資本性金融商品の数について、当グループが入手可能な最善の見積りを反映するよう、権利確定日まで各報告日において調整される。

逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当グループは、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用に係る引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間価値の影響が重要である場合には、未払費用は、期待される将来のキャッシュ・フローを、期待される将来のキャッシュ・フローが調整されていない期間とリスクに関する現在の市場の時間価値評価を反映した税引前割引率を用いて割引することにより算定される。
引当金が割引かれている場合、時間的要因についての現在価値の期間的な調整（例えば、割引の割戻し）は金融費用として認識される。
当グループが一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。
当該負債が有形固定資産に関する閉鎖及び／又は敷地の原状回復に該当する場合、引当金の当初認識は関連する資産に対して行われ、費用は関連する関連資産の減価償却を通じて純損益にて認識される。
当該負債が核廃棄物及びその他の放射性物質の取扱い及び保管に該当する場合は、引当金は関連する運営費用に対して認識される。
事業再編において負債は、当グループにより行われる事業の範囲又は事業の運営方法の大幅な変更を経営者が計画及び管理しているプログラムに該当する。当該負債は、推定的債務が確定する時点、すなわち、当グループが詳細で正式な事業再編計画を承認し、その計画の実施を開始した又はその影響を受ける者にその主な特性を公表した時点で認識される。
税金負債として認識される取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は引当金に含めない。
当グループは、契約、法律又は商慣行に従って、IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる製品（財であれサービスであれ）の販売に関連して保証を提供することがある。この場合、当グループは、合意された仕様に従い当事者の意図として関連製品が機能するという保証を顧客に対して提供しているのか、又は当該製品が合意された仕様に従うという保証に加えて、サービスを顧客に提供する保証であるか評価している。
評価の後、当グループが製品保証の提供を定めている場合は、顧客へ製品の移転時に保証負債及び対応する費用を財又はサービスの提供の追加費用として認識し、保証に取引価格（したがって収益）は帰属させない。負債は引当金として測定及び表示される。
その一方、サービス保証の提供であると当グループが判定する場合は、IFRS第15号に従って履行義務として約定された保証を会計処理し、契約負債を保証サービスが提供される期間にわたり収益として、関連費用は発生時に認識する。
最後に、保証が保証要素とサービス要素の双方を含み、当グループがそれらを区分して合理的に会計処理できない場合は、双方の保証を合わせて単一の履行義務として会計処理する。
ここで言及されている引当金の発生の見積りにおける変更は、当該変更が生じた期間における純損益を通じて認識されるが、義務の消滅に必要な予定期間及び費用の変動、又は割引率における変動から生じる閉鎖、廃棄及び／又は復旧の費用における変更はその例外となる。当該変更は、関連する資産の帳簿価額を増加又は減少させ、減価償却費を通じて純損益に計上される。
当該変更が資産価値を増加させる場合は、資産の変更後の帳簿価額が充分に回収可能か否かも判定される。回収可能と認められないときは、回収不能額と相当の損失が純損益を通じて認識される。
見積額における減少は、資産の帳簿価額まで認識される。超過分は直ちに純損益で認識される。
有形固定資産、特に原子力発電所の廃止、廃棄燃料及びその他の放射性物質の保管に関連する廃棄及び／又は原状回復において引当金の決定にあたり採用された見積要件に係る詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。
環境証書に関する引当金の決定の詳細は、注記56「環境プログラム」を参照のこと。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当グループが受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

- **顧客との契約を識別する。**
- **契約に含まれる履行義務、すなわち契約で約束された全ての財又はサービスを特定する。**
- **変動対価、顧客から受け取る、又は顧客に支払うべき非現金対価、重要な資金調達要素を考慮して、契約開始時に取引価格を決定する。**
- **契約開始時に、取引価格を各個別の履行義務に配分する。**
- **約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点(又はそれ以降)、収益を認識する。**

履行義務が、当初想定された期間が1年以下である契約の一部である場合、及び当グループが顧客に請求する権利を有する金額の収益を認識する場合には、当グループは、既存契約における残存履行義務に関する情報を開示しない。

当該収益認識モデルの適用に関する詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」及び注記9.a「販売及びサービスから生じた収益」に記載されている。

その他の収益

当グループは、顧客との契約から生じるもの以外に、主に以下の収益を認識している。

- **自己使用の例外の定義を充たさず、そのためIFRS第9号に従い純損益を通して公正価値で認識する現物受渡しを伴う契約に基づくエネルギー商品の販売から生じた収益**
- **現物受渡しを伴うエネルギー商品を販売するために締結した契約の公正価値の変動のうち、自己使用の例外の要件を充たさず、そのためIFRS第9号に従い純損益を通して公正価値で認識されるもの**
- **関連するリース契約の実体に従って発生主義で会計処理されるオペレーティング・リースの収益**

その他の営業利益

その他の営業利益は、主に当グループの通常事業の生成物ではない資産の処分による利得及び政府補助金を含む。

IAS第20号に従い、政府補助金（公正価値での非金銭的補助を含む）は、受領されることが合理的に保証され、また、当グループが政府、政府機関及び地方、国内、国際を問わず同様の団体によって定められた全ての条件を遵守することが保証される場合に認識される。

市中金利を下回る金利で政府により提供を受ける融資の場合、その便益は政府補助金とみなされる。当該融資は公正価値で当初認識及び測定され、政府補助金は当初の帳簿価額と受領資金額との差額として測定される。融資はその後、金融負債において要件に従って測定される。

政府補助金は、当該補助金によって補償することを意図した費用を当グループが費用として認識する期間にわたって、規則的に純損益に認識される。

固定資産(例えば、有形固定資産又は無形資産の項目)の購入、建設又はその他の取得のために政府補助金を受けた場合、当該補助金は当該資産の帳簿価額から控除され、減価償却費の減額として当該資産の減価償却可能期間にわたって純損益に計上される。資本助成金が該当する非流動資産への適切な帰属を可能にする充分な情報がない場合は、当該助成金はその他の負債の下で繰延収益として認識され、資産の耐用年数にわたり規則的に純損益に振替えられる。

当グループが、政府補助金を当グループの使用において非貨幣性資産の移転の形態で受け入れる場合、当該補助金及び当該資産の両方を、受け入れた非貨幣性資産の移転日現在の公正価値で会計処理する。

商品契約から生じた純損益

商品契約の純損益には以下のものが含まれる。

- **キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブを含む商品デリバティブからの純収益又は費用（報告日時点で決済済みであるか未決済であるかにかかわらず）**
- **報告日時点でまだ未決済の現物決済のエネルギー商品契約の純損益を通じての測定による純利益／（損失）**

配当金

「IFRS第9号-金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。

親会社の株主に対する未払配当金及び未払中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産･負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払い額で「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

当該負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債及び繰延税金資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と税務上認識される対応する金額との間の一 時差異について、一時差異が解消される日に有効な税率に基づいて算定され、報告期間末現在で施行されている又は実質的に施行されている税率に基づいて決定される。

繰延税金負債は、次の場合から負債が生じる場合を除き、全ての課税上の一時差異について認識される。(i)のれんの当初認識、(ii)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識であって、取引時点において会計上の利益にも課税上の利益（税務上の損失）にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(iii)子会社、関連会社、ジョイント･ベンチャーへの投資に関連する課税上の一時差異に関して、当グループが一時差異の解消時期をコントロールすることができ、かつ一時差異が予測可能な将来に解消しない可能性が高い場合。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除の繰越額において認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は純損益において認識される。例外として、純損益以外で認識される項目に関わるものは、株主持分において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、流動税金資産と流動税金負債を相殺する法的強制力のある権利が存在し、かつ、それらが同一の税務当局により、流動税金負債及び資産を純額ベースで決済するか、又は資産の実現と負債の同時決済のいずれかを予定している異なる課税事業体に課される所得税に関連している場合にのみ相殺される。これらの課税事業体は、相当額の繰延税金負債又は資産が決済又は回収されると予想される将来の各期において相殺される。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当グループは、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。

逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。

税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当グループは、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

注記3.新規及び改訂された基準及び解釈指針

当グループは、2024年1月1日に発効した以下の基準、解釈及び修正を適用している。

＞ 2023年5月に公表された、「IAS第7号の改訂–キャッシュ・フロー計算書」及び「IFRS第7号の改訂–金融商品の開示：サプライヤー・ファイナンス契約」。これらの改訂は、サプライヤー・ファイナンス契約（SFA）の特徴を明確にし、係る契約が負債、キャッシュ・フロー及び流動性リスクへのエクスポージャーに与える影響を財務諸表の利用者が評価できるようにするため、追加的な開示の提供を求めている。

この改訂はまた、これらの契約が、関連する支払期日と比較して、企業の支払期間が長期である、又は企業のサプライヤーの支払期間が短期であるという特徴を持つことを明確にしている。

IAS第7号の改訂は、同様の特徴を持つSFAについて集計形式で報告すべき開示のリストを定めている。

IFRS第7号の改訂では、流動性リスク管理に関して要求される開示を行う際に考慮しうる要因のリストにSFAが追加され、係る契約が流動性リスク集中の原因となりうるものとして含められた。
IASBは、比較情報の開示や適用初年度の期首残高の開示を要求していない。
これらの改訂の実施後、当グループはSFAに関するさらなる情報を提供している。これに関しては、注記39「営業債務」を参照のこと。

＞ 2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂–流動負債又は固定負債の分類」。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この改訂は、延期する権利は無条件であるという要件を撤廃し、以下の点を明確にした。
  ＞ 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する基準。決済を延期する権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことを規定。
  ＞ 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと。
  ＞ 報告期間の末日に事業体が負債の条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること。
  ＞ 現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転に係る決済であること。この点に関して、相手方の選択により、事業体自体の資本性金融商品の移転により決済される可能性のある負債（例えば、コンバージョン・オプション）の条件は、事業体がIAS第32号を適用し、オプションを資本性金融商品として分類し、負債とは別個に認識する場合には、流動又は非流動への分類に影響を与えない。

この改訂の適用により本連結財務諸表への重要な影響は生じていない。

＞ 2022年10月に公表された「IAS第1号の改訂‐特約条項付きの非流動負債」。この改訂は以下を目的としている。

- 流動負債又は非流動負債への分類は、事業体が報告期間の末日までに特約条項を遵守する必要がある場合には、その取決めにおける特約に準拠することを明確にする。
- 負債の決済を少なくとも12か月間延期する権利が特約の遵守を条件とする場合の開示を改善する。具体的には、財務諸表の利用者が、報告期間後12か月以内に負債の返済期日が到来するリスクを理解できるような開示を要求しており、その開示には次のものが含まれる。(a)特約（特約の内容及び事業体がその遵守を求められる時期等）及び関連する負債の帳簿価額に関する情報、(b)事業体による特約の遵守が困難になる可能性を示す事実及び状況がある場合には、当該事実及び状況。

この改訂の適用により本連結財務諸表への重要な影響は生じていない。

＞ 2022年9月に公表された「IFRS第16号の改訂‐セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債」。この改訂では、セール・アンド・リースバック取引から生じる負債を測定する際に、売手・借手が保持する使用権に関連する利得又は損失の金額を売手・借手が認識しないように徹底するために、売手・借手が使用するべき基準が明記された。

具体的には、IFRS第16号は、セール・アンド・リースバック取引から生じる使用権資産を、保持される使用権に係る資産の従前の帳簿価額との比率で測定し、その結果として、買手・貸手に移転した権利に係るキャピタル・ゲイン又はキャピタル・ロスの金額のみを認識することを、売手・借手に求めている。
さらに、この改訂は、当該取引のリース料が指数や料率に依存しない変動リース料を含むセール・アンド・リースバック取引にも適用される。
この改訂の適用により本連結財務諸表への重要な影響は生じていない。

注記4.ミニマム課税

大規模な多国籍企業が事業を営む各法域において最低水準の事業所得税を納めることを保証することを目的とした「第二の柱-グローバル・アンチ・ベース・エロージョン・ルール（GlobBE）」は、エネルグループが事業を営む特定の法域において制定又は実質的に制定されている。一般的に、この規則では、その所得に対する実効税率を最低でも15%に引き上げるために、超過利潤に「上乗せ」税金を適用することを想定している。

この目的のため、当グループは、そのような法域における上乗せ税に対する潜在的なエクスポージャーの評価を実施し、その結果、実効税率が15%を下回る状況の存在は限定的であることが判明した。

この評価に基づき、エネルグループが、GloBEルールに基づき法域ごとに計算される実効税率と最低税率15%との差額として負担する可能性のある上乗せ税額に大きな影響はない。

当グループは、「IAS第12号-国際的な税制改革-第二の柱モデル規則」の改訂の規定を適用し、第二の柱の適用から派生する繰延税金に関する要件の強制的一時免除を適用している。当グループは、この規則の適用により発生する税金を、発生時に流動税金として認識する（注記23「繰延税金資産及び負債」を参照のこと）。

注記5.アルゼンチンーハイパーインフレーション下の経済:IAS第29号適用の影響

2018年7月1日以降、アルゼンチン経済は「IAS第29号 - ハイパーインフレーション経済下における財務報告」で定めた基準に基づきハイパーインフレーション下にあるとみなされている。当該指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%以上となっている現状を含めた一連の質的・量的状況の評価に従い判定される。
2024年12月31日現在の連結財務諸表の作成の目的及びIAS第29号に従い、アルゼンチンにおける投資先の財政状態計算書の特定の項目において、当該企業の報告日時点のアルゼンチン・ペソの購買力の変動を反映するため過去のデータに一般消費者物価指数を適用して再測定された。
2009年6月25日にエネルグループがアルゼンチン企業の支配権を取得したことを考慮し、同日以降のインフレ指標を適用して非貨幣性財務諸表の数値の再測定を行った。当該再測定の会計上の影響は、期首財政状態計算書に既に反映されていることに加えて、期中の変動も含んでいる。より具体的には、2024年度に認識された非貨幣性項目、株主持分項目及び損益計算書の項目の再測定の影響は、損益計算書の特定の項目において金融損益として認識された。関連する税効果は当期税金として認識された。

また、現地通貨の為替レートに及ぼすハイパーインフレーションの影響を考慮に入れるため、ハイパーインフレーション下の通貨で表示された損益計算書の金額は、IAS第21号に従ってその金額の現在価値に調整するため、年平均レートではなく期末の為替レートを適用して当グループの表示通貨(ユーロ)で換算された。

2018年12月31日現在から2024年12月31日現在までの一般物価指数の累積的変動は、以下の表のとおりである。

期間	一般消費者物価指数の累積的変動
2009年7月1日から2018年12月31日まで	346.30%
2019年1月1日から2019年12月31日まで	54.46%
2020年1月1日から2020年12月31日まで	35.41%
2021年1月1日から2021年12月31日まで	49.73%
2022年1月1日から2022年12月31日まで	97.08%
2023年1月1日から2023年12月31日まで	222.01%
2024年1月1日から2024年12月31日まで	109.22%

2024年には、IAS第29号の適用により、321百万ユーロの純金融収益(税引後)が発生した。

以下の表は、2024年12月31日現在の残高に係るIAS第29号の影響及び2024年度の損益計算書の主要項目に対するハイパーインフレーションの影響を、一般消費者物価指数に基づく再評価に係るものと、IAS第21号の規定に従って期間中の平均レートではなく期末の為替レートをハイパーインフレーション下の経済に適用することによるものを区分して開示している。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在のハイパーインフレーションの累積影響	期間中のハイパーインフレーションの影響	為替換算差額	2024年12月31日現在のハイパーインフレーションの累積影響
資産合計	1,294	1,269	(230)	2,333
負債合計	438	348	(76)	710
株主持分	856	921 (1)	(154)	1,623

(1) 当該数値は当年度の利益79百万ユーロ相当を含む。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響	IAS第21号の影響	影響合計 2024年12月31日現在
収益	259	(86)	173
営業費用	387 (1)	(87) (2)	300
営業利益	**(128)**	**1**	**(127)**
純金融収益／(費用)	19	28	47
ハイパーインフレ調整から生じた利益／(損失)純額	321	-	321
税引前利益／(損失)	**212**	**29**	**241**
法人所得税等	133	16	149
当期利益／(損失)(親会社株主及び非支配株主)	**79**	**13**	**92**
親会社株主帰属持分	32	18	50
非支配株主帰属持分	47	(5)	42

(1) 144百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。
(2) マイナス4百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。

6.気候変動に関する開示

「ネットゼロ」に向けた動きは世界中で進んでおり、グローバル経済の脱炭素化及び電化のプロセスは、地球温暖化の深刻な結果を回避するために重要である。
このような展望に立ち、当グループでは、以下の戦略指針を定めている。

＞ 2040年までにゼロエミッション発電を100%達成することを目標に一貫して投資を行う。
＞ 配電網の強化とデジタル化を進め、気候変動に対するレジリエンスの向上を図る。
＞ 消費の電化の効率化と簡易化に寄与する製品及びサービスを提供する。

気候変動に関連するリスク及びパリ協定の下で設定されたコミットメントを考慮し、当社グループは、2040年までにゼロエミッションを達成するという目標を定め、国際会計基準の概念フレームワークの下で要請される重要かつ予見可能な影響を強調しつつ、資産、負債及び純損益に係る影響を反映していくことを決定した。

この観点から、当グループは、2023年7月にIFRS財団から公表された文書の規定に従い、気候変動が当グループの勘定にどのように反映されているかについて、連結財務諸表の注記に明確な情報を提供している。

当該連結財務諸表の注記の一部として作成された開示における気候変動に関するより効果的かつ包括的なコミュニケーションのために、本開示を以下に示すように図示化し、気候変動に関連する課題が取り扱われている各々の章で参照情報を提供している。

トピック	注記	内容
気候変動に係る見積り及び判断	注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」	・(財務報告上の重要性を考慮した)気候変動に関連した経営陣による見積りの使用及び経営者の判断の参照情報 ・特定の資産／資金生成単位からの見積り予想キャッシュ・フローに重点を置く(「非金融資産の減損」の章) ・パリ協定及び関連する資産の耐用年数の見積りへの影響の下での当社グループのコミットメントの影響に重点を置く(「非金融資産の耐用年数の決定」の章)
サステナブルな投資	注記17「有形固定資産」	・送電網の整備に関連するインフラと、顧客向けの革新的なソリューションの開発への投資に重点を置く。
再生可能エネルギーの長期契約	注記47「リスク管理」	・電力購入契約(PPA／仮想PPA)の主要機能に重点を置く。
非金融資産の評価	注記10.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」 注記17「有形固定資産」 注記22「のれん」	・非金融資産の評価、特に特定の資産の残存耐用年数及び減損テストに関して、パリ協定に沿って当グループが行ったコミットメントに関連する影響に重点を置く。
引当金	注記38「リスク及び費用に係る引当金」	・廃止と敷地の原状回復のためのものを含め、配電網と発電所への気候変動の影響に関する引当金、及びエネルギー転換に関連する再建計画のために生じる可能性のある引当金に重点を置く。
サステナビリティ連動融資	注記46.3「借入金」 注記58「後発事象」	・以下に重点を置く。 - 国連で提起された持続可能な開発目標に沿ったサステナビリティ目標の達成に関連するサステナビリティ連動債の発行 - 特定の持続可能な当グループのプロジェクトやイニシアチブへの資金の調達に用いるグリーンボンド - 持続可能な開発目標(SDGs)の達成につながる持続可能な融資
株式に基づく報酬	注記51「株式に基づく報酬」	・特定の気候関連目標の達成に紐付けられた長期インセンティブ制度の記述
環境プログラム	注56「環境プログラム」	・国内及び国際的な規制により要求される環境コンプライアンスに関する費用の説明 ・環境適合基準を満たすのに十分な環境認証を取得していないために発生したコストの説明

連結範囲の変更

注記7.期中の主な取得及び処分

検討対象の2期間において、複数の取引の結果として連結範囲に変更が生じた。

2023年

- 2023年2月17日、エネルグループは子会社であるEnel Argentinaを通じて、エネルギー会社Central Puerto SAに対し、グループの火力発電会社Enel Generación Costaneraの株式を42百万ユーロで売却を締結し、全額を回収して取引を終了した。当該取引の結果、132百万ユーロのキャピタル・ロスが認識された。
- 2023年4月14日、エネルグループはYPF及びPan American Sur SAに対し、Inversora Dock Sud SA及びCentral Dock Sud SAの保有株式を総額48百万ユーロで売却した。当該取引は純損益にマイナス約194百万ユーロの影響を与えた。
- 2023年9月29日、エネルグループは、子会社のEnel Green Power SpAを通じて、オーストラリアにおける同グループの自然エネルギー事業の全てを所有する2社（Enel Green Power Australia (Pty) LtdとEnel Green Power Australia Trust）の50%を、INPEXに総額142百万ユーロで売却することを決定した。この結果、103百万ユーロの利益を計上した。
- 2023年10月25日、エネル・エスピーエーとその上場子会社であるEnel Chile SAは、総設備容量約416MWの稼働中の太陽光発電所4基のポートフォリオを所有するチリの企業、Arcadia Generación Solar SAの株式資本に対する全持分の売却を、国際的な再生可能エネルギー企業であるSonnedixに総額535百万ユーロで売却する契約を締結した。当該取引の結果、195百万ユーロのキャピタル・ゲインを計上した。
- 2023年10月25日、エネルグループはギリシャのPublic Power Corporation SAに対し、エネルグループがルーマニアで保有する全株式を総額1,241百万ユーロで売却することを最終決定した。当該取引は2023年の純損益に847百万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、うち655百万ユーロは為替換算準備金の取崩しを反映したものであった。
- 2023年12月29日、エネル・エスピーエーは、完全子会社であるEnel Green Power SpAを通じて、Enel Green Powerのギリシャに所在する再生可能発電施設の所有者である完全子会社、Enel Green Power Hellasの50%を、Macquarie Asset Managementに総額351百万ユーロで売却した。当該取引は、2023年のグループの純損益に422百万ユーロのプラス影響を与えた。

2024年

＞ 2024年1月4日、エネルグループは子会社のEnel Green Power North America（EGPNA）を通じて、米国の再生可能エネルギー資産ポートフォリオを総額277百万ドル（253百万ユーロ相当）で売却した。売却された資産には、EGPNAの地熱発電ポートフォリオ全体と多数の小規模太陽光発電所が含まれ、稼働中の発電所の総容量は約150MWになる。当該取引はグループ業績に8百万ユーロのプラス影響を与えた。

百万ユーロ	
売却価格	253
売却純資産合計	(245)
営業利益への影響	**8**
グループ純損益への影響	**8**

2023年12月31日現在、当該資産は既にIFRS第5号に従って「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に振替えられており、公正価値と帳簿価額のいずれか低い金額での振替に伴い、営業利益を通じて34百万ユーロの減損損失が認識された。

＞ 2024年5月10日、Enel Américas SAを通じてエネル・エスピーエーが支配するEnel Perú SACは、発電会社Enel Generación Perú SAA及びCompañía Energética Veracruz SACに対する保有全出資持分を総額1,198百万ユーロでNiagara Energy SACに売却した。当該売却は、関連する為替準備金の取崩しに伴うマイナス効果考慮後のグループ純損益に9百万ユーロのプラス影響を与えた。

百万ユーロ	
売却価格	1,198
売却純資産合計	(843)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(94)
のれん	(152)
売却利得／（損失）	**109**
税金	(66)
営業利益への影響	**43**
グループ純損益への影響	**9**

＞ 2024年6月12日、Enel Perú SACは、Enel Distribución Perú SAA 及び先進エネルギーサービス会社Enel X PerúSACに対する保有全出資持分を、North Lima Power Grid Holding SACに総額2,880百万ユーロで売却した。当該取引は、関連する為替準備金の取崩しに伴うマイナス効果考慮後のグループ純損益に509百万ユーロのプラス影響を与えた。

百万ユーロ	
売却価格	2,880
売却純資産合計	(1,110)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(212)
のれん	(320)
売却利得／（損失）	**1,238**
税金	(558)
営業利益への影響	**680**
グループ純損益への影響	**509**

＞ 2024年10月初旬、エネルグループは子会社のEnel North Americaを通じて、北米の貯蔵事業関連資産をMSS Energy Storage LLC（米国の資産について）及びMSS LP Holdings Inc.（カナダの資産について）に総額160百万ユーロで売却した。当該取引はグループ純損益にマイナス44百万ユーロの影響を与えた。

百万ユーロ	
売却価格	160
売却純資産合計	(162)
売却利得／（損失）	**(2)**
売却前プラント価値調整	(42)
営業利益への影響	**(44)**
グループ純損益への影響	**(44)**

＞ 2024年12月30日、エネル・エスピーエーは、子会社e-distribuzione SpAを通じて、ミラノ県及びブレシア県に所在する複数の自治体の配電サービスの事業体であるDuereti Srlの株式資本の90%を1,229百万ユーロでA2Aに売却した。当該取引は、グループ純損益に978百万ユーロのプラス影響を与えた。

百万ユーロ	
売却価格	1,229
売却純資産合計	(339)
売却利得／（損失）	**890**
残存持分の公正価値での再測定（10%）	99
売却利得／（損失）	**989**
税金	**(11)**
営業利益への影響	**978**
グループ純損益への影響	**978**

その他の変動

2024年6月26日、エネル・エスピーエーは、子会社であるEnel Italia SpAを通じて、複数のバッテリーエネルギー貯蔵システムの事業者で、複数の開放サイクルガスタービン発電所（OCGT）を所有するEnel Libra Flexsys Srlの保有株式資本の49%を、Sosteneo Energy Transition 1に1,095百万ユーロで売却した。エネルは引き続き支配権を維持しており、したがってEnel Libra Flexsys Srlは完全に連結対象であるため、当該取引によるグループの経済的業績への影響はない。

2024年12月23日、Endesa SAを通じた支配下にあるグループ会社であるEnel Green Power España SLUは、総設備容量約2GWのスペインのエンデサ太陽光発電所の所有者であるEnel Green Power España Solar 1 SLUの株式資本の49.99%を849百万ユーロでMasdarに売却した。
エネルは引き続き支配権を維持しており、したがってEnel Green Power España Solar 1は完全に連結対象であるため、当該取引によるグループの経済的業績への影響はない。

注記8.一次セグメント（事業ライン）及び二次セグメント（地理的地域別）業績及び財務状態

ここに記載した業績及び財務状況は、当グループの業績を検討対象の2期間についてモニタリングする際に経営陣が採用した手法に基づくものである。特に、経営陣は事業部門別の業績を監視し、報告している。したがって、当グループは以下の報告セクターを採用している。

- ＞ 一次セグメント：事業ライン
- ＞ 二次セグメント：地理的地域

事業ラインごとに業績を測定及び評価してから初めて地理的地域別に分類される。したがって、事業ラインは、エネルグループの経営陣が実施する分析及び決定における主要な差別要素であり、これらの目的のために作成される内部報告書と完全に整合している。

この点に関して、事業ラインと地理的地域の再編に伴い2023年に開始された組織簡素化プロセスを経て、2024年以降、二次セグメント（地理的地域）別に数値を再定義する必要がさらに生じたことに留意すること。特に、表示されている数値は、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及び中米、米国及びカナダ、メキシコ、その他の地域 - その他の国々で構成される「その他の地域」の現在の組織が考慮に入れたものになっている。

これらの変更に伴い、前年度の数値は比較の目的でのみ調整されている。

一次セグメント(事業ライン)別業績

2024年度業績

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計 (1)	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	10,355	8,940	20,449	39,215	(12)	78,947	-	78,947
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	13,921	3,277	2,787	2,646	1,958	24,589	(24,589)	-
収益合計	**24,276**	**12,217**	**23,236**	**41,861**	**1,946**	**103,536**	**(24,589)**	**78,947**
費用合計	22,781	5,568	13,156	35,988	2,454	79,947	(24,589)	55,358
商品契約から生じた純損益	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
減価償却費及び償却費	788	1,701	3,078	861	255	6,683	-	6,683
減損損失	77	425	97	1,581	2	2,182	-	2,182
減損利益	(17)	(13)	(90)	(172)	(1)	(293)	-	(293)
営業利益／(損失)	**2,320**	**4,514**	**6,995**	**2,432**	**(767)**	**15,494**	**-**	**15,494**
資本的支出	**673** (2)	**3,133** (3)	**5,868** (4)	**971** (5)	**176**	**10,821**	**-**	**10,821**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類された13百万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類された100百万ユーロは含まれていない。このうち91百万ユーロは、3SUNによる2024年1月から5月の投資に係るものだが、2024年6月以降は、IFRS第5号により従前の分類を決定していた条件が適用されなくなったため、「使用目的保有」の資産及び負債に振替えられた。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類された62百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類された14百万ユーロは含まれていない。

2023年度業績

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計 (1)	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	2,045	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
費用合計	35,140	6,377	12,798	46,038	2,659	103,012	(30,668)	72,344
商品契約から生じた純損益	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
減価償却費及び償却費	775	1,603	2,957	785	233	6,353	-	6,353
減損損失	161	1,552	168	1,439	18	3,338	-	3,338
減損利益	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
営業利益／(損失)	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	(858)	**10,832**	**-**	**10,832**
資本的支出	**761** (2)	**5,345** (3)	**5,280** (4)	**1,138** (5)	190 (6)	**12,714**	**-**	**12,714**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類された14百万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類された565百万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類された233百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類された34百万ユーロは含まれていない。
(6) 売却目的又は非継続事業に分類された3百万ユーロは含まれていない。

前へ　次へ

二次セグメント別業績(地理的地域別)

2024年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	消去その他の地域	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	36,095	21,285	21,444	1,355	7,685	3,889	3,872	1,989	359	2,344	(49)	123	78,947
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	145	11	46	-	-	9	-	2	(1)	4	32	(202)	-
収益合計	**36,240**	**21,296**	**21,490**	**1,355**	**7,685**	**3,898**	**3,872**	**1,991**	**358**	**2,348**	**(17)**	**(79)**	**78,947**
費用合計	25,698	15,199	14,295	1,309	5,626	3,208	2,503	798	238	630	(17)	166	55,358
商品契約から生じた純損益	1,496	(908)	(107)	-	1	(18)	(1)	(73)	(16)	-	-	(4)	477
減価償却費及び償却費	2,457	1,981	2,027	145	702	296	264	481	37	102	-	218	6,683
減損損失	964	534	592	46	238	51	74	148	2	33	-	92	2,182
減損利益	(46)	(218)	(28)	-	(3)	-	(3)	(21)	(2)	1	-	(1)	(293)
営業利益／(損失)	**8,663**	**2,892**	**4,497**	**(145)**	**1,123**	**325**	**1,033**	**512**	**67**	**1,582**	**-**	**(558)**	**15,494**
資本的支出	**5,331** (2)	**1,979**	**3,350** (3)	**179**	**1,286**	**540**	**478**	**834** (4)	**27**	**6** (5)	**-**	**161**	**10,821**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類された、3SUNによる2024年1月から5月の投資に係る91百万ユーロは含まれていない。2024年6月以降は、IFRS第5号により従前の分類を決定していた条件が適用されなくなったため、「使用目的保有」の資産及び負債に振替えられた。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類された98百万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類された96百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類された2百万ユーロは含まれていない。

2023年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	消去その他の地域	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	49,145	25,418	20,927	601	7,825	4,986	3,583	1,809	320	2,144	(341)	75	95,565
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	182	10	354	-	1	16	1	4	9	8	315	(546)	-
収益合計	**49,327**	**25,428**	**21,281**	**601**	**7,826**	**5,002**	**3,584**	**1,813**	**329**	**2,152**	**(26)**	**(471)**	**95,565**
費用合計	38,792	18,578	15,091	971	5,639	3,867	2,165	993	269	1,211	(24)	(117)	72,344
商品契約から生じた純損益	233	(3,171)	(38)	(1)	-	180	-	(207)	(13)	1	2	10	(2,966)
減価償却費及び償却費	2,325	1,911	1,931	60	671	287	227	464	27	195	-	186	6,353
減損損失	824	558	1,879	11	227	20	181	1,424	1	15	-	77	3,338
減損利益	(22)	(197)	(48)	(1)	(12)	(1)	(30)	-	-	(4)	-	(1)	(268)
営業利益／(損失)	**7,641**	**1,407**	**2,390**	**(441)**	**1,301**	**1,009**	**1,041**	**(1,275)**	**19**	**736**	**-**	**(606)**	**10,832**
資本的支出	**5,763** (2)	**2,305**	**4,419** (3)	**103** (4)	**1,811**	**744**	**605**	**1,071** (5)	**25**	**60** (6)	**-**	**227** (6)	**12,714**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類された337百万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類された512百万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類された2百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類された1百万ユーロは含まれていない。
(6) 売却目的又は非継続事業に分類された509百万ユーロは含まれていない。

前へ　次へ

一次セグメント(事業ライン)別財務状態

2024年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,128	43,144	41,679	975	889	94,815	(1)	94,814
無形資産	199	5,060	18,333	4,777	350	28,719	-	28,719
非流動及び流動契約資産	12	13	535	163	3	726	(3)	723
営業債権	4,648	2,943	8,279	5,600	1,329	22,799	(6,850)	15,949
その他	6,457	647	2,459	2,984	5,513	18,060	(10,879)	7,181
営業資産	**19,444** (1)	**51,807** (2)	**71,285** (3)	**14,499**	**8,084**	**165,119**	**(17,733)**	**147,386**
営業債務	5,104	3,491	5,049	5,520	1,101	20,265	(6,560)	13,705
非流動及び流動契約負債	175	254	7,645	71	4	8,149	(19)	8,130
各種引当金	3,514	1,596	2,380	751	1,270	9,511	(56)	9,455
その他	5,322	958	9,512	7,211	5,111	28,114	(10,867)	17,247
営業負債	**14,115** (4)	**6,299** (5)	**24,586** (6)	**13,553**	**7,486**	**66,039**	**(17,502)**	**48,537**

(1) うち189百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(2) うち116百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(3) うち37百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(4) うち12百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(5) うち12百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(6) うち17百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。

2023年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,340	42,757	40,490	1,142	793	93,522	(13)	93,509
無形資産	271	5,555	20,188	4,926	443	31,383	-	31,383
非流動及び流動契約資産	20	17	484	169	2	692	(1)	691
営業債権	7,287	3,471	7,771	8,373	792	27,694	(9,711)	17,983
その他	5,736	290	2,738	2,489	3,134	14,387	(6,268)	8,119
営業資産	**21,654** (1)	**52,090** (2)	**71,671** (3)	**17,099** (4)	**5,164** (5)	**167,678**	**(15,993)**	**151,685**
営業債務	6,741	3,797	4,174	9,418	1,014	25,144	(8,986)	16,158
非流動及び流動契約負債	112	271	7,515	59	7	7,964	(95)	7,869
各種引当金	3,468	979	3,348	742	1,208	9,745	(63)	9,682
その他	3,833	1,606	9,817	4,327	4,740	24,323	(6,164)	18,159
営業負債	**14,154** (6)	**6,653** (7)	**24,854** (8)	**14,546** (9)	**6,969** (10)	**67,176**	**(15,308)**	**51,868**

(1) うち640百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(2) うち2,254百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(3) うち2,469百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(4) うち84百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(5) うち9百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(6) うち142百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(7) うち265百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(8) うち207百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(9) うち19百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(10) うち3百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。

前へ　次へ

二次セグメント(地理的地域)別財務状況

2024年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	消去その他の地域	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	36,659	23,553	34,457	2,430	4,748	7,689	5,423	12,733	891	543	-	145	94,814
無形資産	3,082	16,065	9,085	141	3,777	2,574	2,043	324	35	191	-	487	28,719
非流動及び流動契約資産	61	82	560	-	517	-	-	8	3	32	-	20	723
営業債権	7,397	3,442	5,013	246	1,585	2,456	400	165	92	106	(37)	97	15,949
その他	3,222	2,347	1,591	76	684	206	196	176	178	91	(16)	21	7,181
営業資産	**50,421**	**45,489** (1)	**50,706** (2)	**2,893**	**11,311**	**12,925**	**8,062** (3)	**13,406**	**1,199**	**963** (4)	**(53)**	**770**	**147,386**
営業債務	6,855	2,270	5,277	543	1,366	2,286	435	389	132	160	(34)	(697)	13,705
非流動及び流動契約負債	4,253	3,802	108	-	70	-	38	-	-	-	-	(33)	8,130
各種引当金	3,508	3,000	2,103	50	1,215	327	302	181	4	24	-	844	9,455
その他	7,218	3,093	5,545	490	1,971	1,102	174	1,629	126	68	(15)	1,391	17,247
営業負債	**21,834**	**12,165** (5)	**13,033** (6)	**1,083**	**4,622**	**3,715**	**949**	**2,199**	**262**	**252** (7)	**(49)**	**1,505**	**48,537**

(1) うち37百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(2) うち306百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(3) うち49百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(4) うち257百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(4) うち17百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(6) うち28百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(6) うち28百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。

2023年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア		イベリア	その他の地域		アルゼンチン	ブラジル	チリ		コロンビア及び中央アメリカ		米国及びカナダ		メキシコ	その他の地域 - その他の国々		消去その他の地域	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	34,361		23,527	35,524		1,305	5,335	7,475		5,328		11,972		818	3,291		-	97	93,509
無形資産	3,122		16,178	11,397		88	4,701	2,576		2,173		446		36	1,377		-	686	31,383
非流動及び流動契約資産	90		80	520		-	439	-		-		39		1	41		-	1	691
営業債権	8,819		4,011	5,302		77	1,933	2,249		527		176		68	311		(39)	(149)	17,983
その他	4,281		2,375	1,706		34	762	225		218		214		57	209		(13)	(243)	8,119
営業資産	**50,673**	**(1)**	**46,171**	**54,449**	**(2)**	**1,504**	**13,170**	**12,525**	**(3)**	**8,246**	**(4)**	**12,847**	**(5)**	**980**	**5,229**	**(6)**	**(52)**	**392**	**151,685**
営業債務	9,001		2,888	5,011		173	1,300	1,696		659		834		15	365		(31)	(742)	16,158
非流動及び流動契約負債	4,318		3,537	47		-	-	-		47		-		-	-		-	(33)	7,869
各種引当金	3,078		3,177	2,686		32	1,920	312		224		129		5	64		-	741	9,682
その他	6,913		3,556	6,219		240	2,519	1,076		199		1,826		106	268		(15)	1,471	18,159
営業負債	**23,310**	**(7)**	**13,158**	**13,963**	**(8)**	**445**	**5,739**	**3,084**		**1,129**		**2,789**	**(9)**	**126**	**697**	**(10)**	**(46)**	**1,437**	**51,868**

(1) うち631百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(2) うち4,801百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(3) うち5百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(4) うち99百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(5) うち242百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(6) うち4,455百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(7) うち155百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(8) うち481百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(9) うち3百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。
(10) うち483百万ユーロは売却目的又は非継続事業に分類される。

前へ　次へ

以下の表は、セグメント資産及び負債と連結数値との調整表である。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
資産合計	**187,139**	**195,224**
持分法適用投資	1,456	1,650
非流動デリバティブ資産	2,003	2,383
その他の非流動金融資産	7,607	8,750
「その他の非流動資産」に含まれる非流動税金資産	1,114	1,487
その他の流動金融資産	4,854	4,329
流動デリバティブ資産	3,512	6,407
現金及び現金同等物	8,051	6,801
繰延税金資産	9,025	9,218
未収税金	2,059	2,016
「売却目的保有資産」に含まれる金融資産及び未収税金	72	498
セグメント資産	**147,386**	**151,685**

負債合計	**137,968**	**150,115**
長期借入金	60,000	61,085
非流動デリバティブ負債	2,915	3,373
その他の非流動金融負債	64	8
短期借入金	3,645	4,769
1年以内に返済予定の長期借入金	7,439	9,086
その他の流動金融負債	845	909
流動デリバティブ負債	3,584	6,461
繰延税金負債	7,951	8,217
未払法人所得税	1,589	1,573
その他の税金負債	1,289	1,034
売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」の金融負債及び税金負債	110	1,732
セグメント負債	**48,537**	**51,868**

連結損益計算書に関する情報

注記9.収益

9.a 販売及びサービスから生じた収益 - 73,914百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
売電	43,478	52,465	(8,987)	-17.1%
送電	12,072	11,123	949	8.5%
系統事業者からの手数料	961	1,142	(181)	-15.8%
市場運営機関からの資金移動	1,747	1,570	177	11.3%
ガス販売	5,875	7,983	(2,108)	-26.4%
ガス配送	564	68	496	-
燃料販売	1,578	3,458	(1,880)	-54.4%
電気･ガスネットワークへの接続料金	1,002	877	125	14.3%
工事契約	1,054	995	59	5.9%
環境証書販売	132	283	(151)	-53.4%
付加価値サービス販売	1,263	1,653	(390)	-23.6%
その他の販売及びサービス	900	866	34	3.9%
IFRS第15号収益合計	**70,626**	**82,483**	**(11,857)**	**-14.4%**
現物決済契約による商品の販売	4,598	8,875	(4,277)	-48.2%
期間中に現物決済が完了した商品売却契約の測定に係る利得／（損失）	(1,333)	1,508	(2,841)	-
その他の収益	23	16	7	43.8%
販売及びサービスから生じた収益合計	**73,914**	**92,882**	**(18,968)**	**-20.4%**

「売電」による収益は43,478百万ユーロで前年比8,987百万ユーロ減（17.1%減）となったが、これは主に、イタリア（6,176百万ユーロ）及びスペイン（1,947百万ユーロ）における電力販売価格の下落を背景とした販売収益の減少による。この減少の一部は、主にイタリアにおける配電･メーター料金の支払いに帰属する「電力輸送」（949百万ユーロ）の増収によって相殺された。

「市場運営機関からの資金移動」は2023年に比較して181百万ユーロ減少したが、これは特にイタリアにおいて、安全保障上の理由から石炭火力発電の最大化による収益が2023年と比較して減少したことが主因となっている。

2024年の「ガス販売」による収益は5,875百万ユーロ（2023年は7,983百万ユーロ）で、2,108百万ユーロ減少した。これは、主にスペイン（1,091百万ユーロ）及びイタリア（1,011百万ユーロ）における、販売及び取扱量の減少、並びに平均販売価格の低下に起因する。この影響の一部は、システム料金の復活による、主にイタリアにおける「ガス輸送」の増収（497百万ユーロ）によって相殺された。

「燃料販売」からの収益は、主にスペインとイタリアにおける販売量の減少と平均ガス販売価格の低下により、1,880百万ユーロ減少した。

「現物決済契約による商品の販売」からの収益の減少（4,277百万ユーロ）及び「期間中に現物決済が完了した商品売却契約の測定に係る利得／（損失）」の減少（2,841百万ユーロ）は、主にガスの販売に関するもので、価格及び取扱量の減少を反映している。

IFRS第9号の適用範囲内で純損益を通じて公正価値で測定される現物決済を伴う商品の売買契約向け契約に係る純損益は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
現物決済のエネルギー商品契約(IFRS第9号の適用範囲内)に係る公正価値評価収益／(損失)				
販売契約				
売電	919	1,550	(631)	-40.7%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	1	281	(280)	-99.6%
電力合計	**920**	**1,831**	**(911)**	**-49.8%**
ガス販売	3,599	7,271	(3,672)	-50.5%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	(1,482)	1,114	(2,596)	-
ガス合計	**2,117**	**8,385**	**(6,268)**	**-74.8%**
排出枠販売	74	4	70	-
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	139	109	30	27.5%
排出枠合計	**213**	**113**	**100**	**88.5%**
原産地保証販売	6	50	(44)	-88.0%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	9	4	5	-
原産地保証合計	**15**	**54**	**(39)**	**-72.2%**
収益合計	**3,265**	**10,383**	**(7,118)**	**-68.6%**
購入契約				
電力購入	872	2,884	(2,012)	-69.8%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	555	570	(15)	-2.6%
電力合計	**1,427**	**3,454**	**(2,027)**	**-58.7%**
ガス購入	4,793	8,063	(3,270)	-40.6%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	(2,173)	1,370	(3,543)	-
ガス合計	**2,620**	**9,433**	**(6,813)**	**-72.2%**
排出枠購入	236	624	(388)	-62.2%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	(30)	(31)	1	3.2%
排出枠合計	**206**	**593**	**(387)**	**-65.3%**
原産地保証購入	14	101	(87)	-86.1%
終了した契約に係る公正価値利得／(損失)	(28)	32	(60)	-
原産地保証合計	**(14)**	**133**	**(147)**	**-**
費用合計	**4,239**	**13,613**	**(9,374)**	**-68.9%**
当該期間に締結された現物決済を伴うエネルギー商品の契約(IFRS第9号の適用範囲内)に係る純収益／(費用)	**(974)**	**(3,230)**	**2,256**	**69.8%**
現物決済を伴うエネルギー商品の未決済契約の測定から生じる利得／(損失)(IFRS第9号の適用範囲内)				
販売契約				
電力	(57)	226	(283)	-
ガス	(647)	136	(783)	-
排出枠	(15)	23	(38)	-
原産地保証	9	4	5	-
合計	**(710)**	**389**	**(1,099)**	**-**
購入契約				
電力	(626)	254	(880)	-
ガス	(1,187)	586	(1,773)	-
排出枠	(37)	19	(56)	-
原産地保証	51	67	(16)	-23.9%
合計	**(1,799)**	**926**	**(2,725)**	**-**
現物決済を伴うエネルギー商品の未決済契約の測定から生じる利得／(損失)(IFRS第9号の適用範囲内)	**1,089**	**(537)**	**1,626**	**-**
現物決済を伴う契約の純収益／(費用)合計(IFRS第9号の範囲内)	**115**	**(3,767)**	**3,882**	**-**

顧客との契約からの収益（IFRS 15号）**は、次の表に示すように、「時点」と「期間」の収益に分類される。**

百万ユーロ	2024年度									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点
IFRS第15号収益合計	30,167	990	20,207	690	18,227	239	54	52	68,655	1,971

	2023年度									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点
IFRS第15号収益合計	36,982	1,169	23,063	1,973	17,887	1,342	13	54	77,945	4,538

以下の表は、販売及びサービスから生じた収益の地理的地域別内訳である。

百万ユーロ		
	2024年度	2023年度
イタリア	30,987	39,724
欧州		
イベリア	19,076	21,799
フランス	1,017	1,919
スイス	788	1,936
ドイツ	729	1,028
オーストリア	93	75
スロベニア	26	10
ルーマニア	17	4
ギリシャ	18	6
ベルギー	30	13
チェコ共和国	42	180
ハンガリー	-	13
オランダ	68	145
イギリス	1,692	4,523
その他の欧州諸国	683	2,152
アメリカ		
米国	719	864
カナダ	42	62
メキシコ	331	315
ブラジル	7,561	7,621
チリ	3,793	4,369
ペルー	667	1,565
コロンビア	3,512	3,248
アルゼンチン	1,333	613
パナマ	213	200
コスタリカ	20	17
グアテマラ	84	81
その他		
アフリカ	103	96
アジア	249	266
オセアニア	21	38
合計	**73,914**	**92,882**

履行義務

以下の表は、顧客との契約から生じる当グループの履行義務に関する情報であり、主要な収益の流れのみを参照し、行われた具体的な判断の概要と関連する収益認識方針を示している。
顧客との契約による収益に関する見積りの使用については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

生成／サービスの分類	履行義務の性質と充足時期	会計方針
当グループにより生成された電力の販売	電力販売に関する顧客との契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは各契約に適用される事実と状況を慎重に分析している。 電力取引所における電気の販売については、事実と状況（商品の本質的特性、契約条件、インフラやその他の供給メカニズムに関する情報を含む）は、一般的に、履行義務は、顧客が商品の受渡しと同時に商品の便益を受け取り消費するサービスであることを示している。このようにして、当グループは、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財／サービス（すなわち、各商品単位）の一部として、一定期間にわたって充足される履行義務を識別する。	当グループは、電力取引所における電力販売からの収益を認識するためにアウトプット法を適用しており、経時的に認識されるその金額は、その時点で完了した履行が顧客にとっての価値に直接対応する場合、すなわち市場で定められた価格（変動対価を含まない）で請求する権利を有する金額で収益を認識するようにしている。
系統接続サービス	電力／ガス配給ネットワークに接続するために顧客から受け取るネットワーク接続料は、種々の要因を考慮するため、当グループは特定の評価を実施する必要がある。 この評価は、例えば、商品を受け取るためにインフラへの継続的なアクセスを得る権利や、接続料が契約開始時又は契約開始直後に支払われる「返金不可の前払金」である場合、履行義務を生じさせる重要な権利等、契約に他の明確な財又はサービスが含まれているかどうかを判断することを意図している。 特に、当グループが事業を行う一部の国で、受領した対価の性格が、顧客にとってその支払いが重要な権利をもたらす「返金不能の前払報酬」であると判定した。この重要な権利が認識されるべき期間が当初の契約期間を超えるかどうかを決定するために、当グループは、適用可能な現地の法律及び規制の枠組みを考慮する。	電力及びガス配送ネットワークへの接続において金銭及び現物報酬から生じた収益は、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて認識される。個別の商品又はサービスを特定するには、接続協定の条件を慎重に分析する必要があり、接続協定は、現地の状況、規制及び法律に基づいて国ごとに異なる可能性がある。この評価を確定するために、当グループは、財／サービス自体の特性（すなわち、財又はサービスが別個のものであることが可能であること）だけでなく、交渉による交換の一部として顧客が妥当な期待を抱いている暗黙の約束を考慮する。 さらに、当グループは、電力／ガスネットワーク接続サービスやその他の関連業務に関する契約の一部において、現地の法的･規制的枠組みに応じて代理人として活動している。この場合、当グループは権利を得ると見込んでいる報酬又は手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

最終消費者への電力／ガスの販売／輸送	最終消費者との間で締結された電力･ガス供給契約には、単一の履行義務（財の販売と輸送）が含まれる。なぜなら、当グループは、この契約は別個の財／サービスを提供するものではなく、財の引渡地点で商品が引き渡された時点で財が引き渡された時点で、財に対する支配権が顧客に移転することにより約束が満たされると判断しているからである。このような契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは、各契約及び商品に適用される事実と状況を慎重に分析する。 しかし、当グループは、最終消費者への電気／ガスの供給契約のような反復的なサービス契約において規定される履行義務は、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財／サービス（すなわち、商品の各単位）の一部として、（顧客が商品の給付を受け、同時に消費するため）通常、時間の経過とともに充足されると考えている。	当グループは、最終消費者に対する電気／ガスの販売及び輸送からの収益を認識するためにアウトプット法を適用している。この方法は、顧客に対する請求権を有する金額で収益を認識するものであり、その金額が、たとえ請求書がまだ発行されていないとしても、今日までに完了した履行、すなわち期間中に提供された数量の顧客にとっての価値に直接対応する場合、この収益は見積り及び定期的な検針を用いて決定される。該当する場合、当該収益は、該当する期間中に法令又はエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）及び類似の外国当局により規定された料金及び関連規制に基づく。
工事契約	工事契約には通常、長期間にわたって履行される履行義務が含まれる。当該契約においては、当グループは通常、特定の契約の分析により、特定の契約分析において、報告日において履行された当グループの履行義務をよりよく表す代替的な方法の使用が示唆される場合を除き、進捗の測定にインプット法を用いることが適切であるとみなす。	一定期間内に履行される履行義務を含む工事契約については、当該履行義務の完全な履行に向けた進捗状況を測定することにより一定期間の収益を認識する。原価法は、一般的に、報告日における当グループの履行義務を表示する最良の方法であると考えられている。 工事契約に基づく顧客からの未収金は契約資産として表示され、建設契約に基づく顧客への未払金は契約負債として表示される。
サービス委譲契約（IFRIC第12号の適用範囲内）	当グループは、委譲権保持者として、公共サービスの提供に利用されるインフラの建設／改修、及び／又は委譲期間に当該インフラ自体の運営及び維持におけるサービスを提供している。 インフラの建設及び改良に関連する履行義務は「工事契約」の項を参照のこと。 運営サービスから生じた収益に関しては、「当グループにより生成された電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」を参照のこと。	当グループが建設／改良サービスを提供する場合、サービス委譲契約の特性に応じて、無形資産及び／又は金融資産を認識する。 両構成要素に関連する受取金額又は未収金額は、顧客との契約による収益として当初認識される。収益認識の詳細は「工事契約」を参照のこと。 さらに、ブラジルで配送事業におけるサービス委譲契約に関する金融資産の公正価値での再測定から生じた純損益に計上された項目についても、関連する委譲契約に沿ったビジネスモデルを適切に反映するために、収益に分類している。 管理及び保守事業から生じた収益は、市場又は最終消費者に係る電力販売から生じた収益として認識される（「当グループにより生成された電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」の項をそれぞれ参照のこと）。

9.b その他の収益 - 5,033百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
環境証書交付金(1)	294	346	(52)	-15.0%
その他の運営交付金	60	9	51	-
資本助成金（電力及びガス事業）	30	28	2	7.1%
各種償還額	401	314	87	27.7%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション、及び売却目的で保有する非流動資産の処分益	2,351	584	1,767	-
有形固定資産及び無形資産の処分益	90	44	46	-
サービス継続賞与	12	13	(1)	-7.7%
その他の収益	1,795	1,345	450	33.5%
合計	**5,033**	**2,683**	**2,350**	**87.6%**

(1) 「環境証書交付金」については、注記56「環境プログラム」を参照のこと。

2024年の事業体売却益は2,351百万ユーロだった。これは主に、ペルーの発電・配電施設の売却益（総額1,347百万ユーロ）及びミラノ県とブレシア県の複数の自治体の配電施設の売却益（総額989百万ユーロ）によるものである。
2023年の事業体売却益には主に、Enel CIEN（ブラジル）が他の事業体による営業権の取得に対して受領した委譲権終了時の補償金99百万ユーロを認識したこと、オーストラリアで保有する資産の一部売却（支配権の喪失を伴う）による総収益103百万ユーロ、Arcadia Generación Solarの売却益（195百万ユーロ）、Enel Green Power Hellasの残余持分の公正価値での再測定（160百万ユーロ）が含まれている。

「その他の収入」は、2023年比で450百万ユーロ増加した。これは主に、北米の新工場の稼働に伴うタックス・パートナーシップ契約による収入（440百万ユーロ）を反映したものである。

以下の表は、経営陣が比較対象2年間の当グループの業績をモニタリングするために使用したアプローチに基づく、事業部門別の総収益の内訳を示している。

前へ　次へ

百万ユーロ	2024年度							
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益合計	**19,088**	**10,397**	**20,685**	**41,232**	**1,902**	**93,304**	**(22,678)**	**70,626**
現物決済契約による商品の販売	6,344	-	-	-	-	6,344	(1,746)	4,598
期間中に現物決済が完了した商品売却契約の測定に係る利得／(損失)	(1,333)	-	-	-	-	(1,333)	-	(1,333)
その他の収益	11	2	18	-	19	50	(27)	23
販売及びサービスから生じた収益合計	**24,110**	**10,399**	**20,703**	**41,232**	**1,921**	**98,365**	**(24,451)**	**73,914**
その他の収益	**166**	**1,818**	**2,533**	**629**	**25**	**5,171**	**(138)**	**5,033**
収益合計	**24,276**	**12,217**	**23,236**	**41,861**	**1,946**	**103,536**	**(24,589)**	**78,947**

百万ユーロ	2023年度							
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益合計	**26,354**	**9,982**	**19,719**	**51,630**	**2,004**	**109,689**	**(27,206)**	**82,483**
現物決済契約による商品の販売	12,374	-	-	6	-	12,380	(3,505)	8,875
期間中に現物決済が完了した商品売却契約の測定に係る利得／(損失)	1,504	-	-	4	-	1,508	-	1,508
その他の収益	6	3	18	1	16	44	(28)	16
販売及びサービスから生じた収益合計	**40,238**	**9,985**	**19,737**	**51,641**	**2,020**	**123,621**	**(30,739)**	**92,882**
その他の収益	**(48)**	**1,635**	**522**	**478**	**25**	**2,612**	**71**	**2,683**
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**

前へ　次へ

注記10.営業費用

10.a 電気、ガス及び燃料 - 30,282百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
電力	19,348	24,098	(4,750)	-19.7%
うち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	872	2,884	(2,012)	-69.8%
ガス	10,739	16,583	(5,844)	-35.2%
うち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	4,793	8,063	(3,270)	-40.6%
期間中に現物決済が完了した電力及びガスの購入契約に係る公正価値収益／（損失）	(1,618)	1,940	(3,558)	-
核燃料	103	99	4	4.0%
その他の燃料	1,710	3,550	(1,840)	-51.8%
合計	30,282	46,270	(15,988)	-34.6%

「電力」購入の4,750百万ユーロの減少は、主に前年に比較してイタリア（3,992百万ユーロ）及びスペイン（1,127百万ユーロ）において購入量が減少し平均価格が低下したことによる。

「ガス」購入費用の5,844百万ユーロの減少は、主にイタリアとスペインにおける平均価格の低下と取扱量の減少を主に反映している。2023年の当該項目には、スペインにおけるカタールのガス供給業者との仲裁紛争の解決に関連する515百万ユーロの費用も含まれている。

現物決済が終了した契約に基づくガス購入の公正価値測定の結果は、前年と比較して3,558百万ユーロ減少し、うち3,544百万ユーロがガスに、14百万ユーロが電力によるものだった。

「その他の燃料」の減少は主に購入量の減少に起因する。

10.b サービス及びその他の原材料 - 19,240百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
託送	9,207	7,781	1,426	18.3%
保全及び修繕	1,216	1,134	82	7.2%
電信及び郵便費用	174	168	6	3.6%
通信サービス	166	120	46	38.3%
ITサービス	744	840	(96)	-11.4%
リース及び賃借料	813	534	279	52.2%
電気･ガス事業に関連するサービス費用	1,111	1,327	(216)	-16.3%
付加価値サービス	697	822	(125)	-15.2%
工事契約	288	394	(106)	-26.9%
サービス委譲契約	451	429	22	5.1%
その他のサービス	1,927	2,008	(81)	-4.0%
コンプライアンスに使用されない環境証書	264	1,002	(738)	-73.7%
- うち現物決済を伴う契約下での購入に関するもの（IFRS第9号）	250	725	(475)	-65.5%
期間中に現物決済が完了した環境証書の購入契約の公正価値利得／（損失）	(58)	1	(59)	-
環境証書の在庫における変動	84	(593)	677	-
その他の原材料	2,156	2,337	(181)	-7.7%
合計	**19,240**	**18,304**	**936**	**5.1%**

サービス及びその他原材料の費用は、2024年には19,240百万ユーロとなり、2023年と比較して936百万ユーロ増加した。変動は主に以下のとおりである。

- 主にイタリアとイベリアにおける、料金設定規制当局が公表した特別措置の適用による託送費用の増加
- 主にイタリアにおける水力発電の委譲報酬引上げによるリース及び賃借料の増加
- 取扱量の減少による電力･ガス事業に関連するサービス費用の減少
- エネルギー効率の高い商品に起因する販売及びサービスの減少による工事契約及び付加価値サービス費用の減少（231百万ユーロ）
- 技術･専門サービス費用の減少（102百万ユーロ）
- 在庫の使用増加による環境証書費用の減少（61百万ユーロ）
- 「その他の原材料」の減少は、主に原材料及び機器の調達コストの低下による。

10.c 人件費 - 4,938百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
賃金及び給与	3,350	3,498	(148)	-4.2%
社会保障料	932	903	29	3.2%
イタリアにおける退職後給付	114	114	-	-
退職後給付及びその他の長期給付	68	67	1	1.5%
早期退職奨励金	47	42	5	11.9%
リストラ契約に伴う早期退職優遇措置	227	214	13	6.1%
その他の費用	200	192	8	4.2%
合計	**4,938**	**5,030**	**(92)**	**-1.8%**

2024年の人件費は4,938百万ユーロとなり、92百万ユーロ減少した。
当グループの従業員数は696人減少したが、これは主にイタリアとブラジルの送電施設での新規雇用と解雇の差（566人増）と、以下の要因による連結範囲の変更（1,262人減）によるものである。

- Enel Generación Perúの売却
- Enel Distribución Perúの売却
- Enel X Perúの売却
- the sale of Enel X Storage US LLCの売却
- ミラノ県及びブレシア県の複数の自治体に関する配電施設の売却の一環として、e-distribuzione SpAからA2Aに従業員を移籍させたこと

「賃金及び給与」の減少は、主に、以下の表に示すとおり2023年比で平均人員が減少したこと、及び前述の連結範囲の変更による。
「社会保障料」の増加は主にアルゼンチンに関連するものである。
「早期退職奨励金」及び「リストラ契約に伴う早期退職優遇措置」の増加は、主に、2025年から2028年の期間について2012年法律第92号第4条が適用されたことに伴う新たな引当金によるイタリアでの費用増加に起因するもので、2023年にスペインのAcuerdo Voluntario de Salidaプランの引当金調整により生じた費用で一部相殺された。

以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数、前年との比較、及び2024年12月31日現在の従業員数を示している。

従業員数	平均従業員数(1)		期末従業員数(1)
	2024年	2023年	2024年12月31日現在
シニアマネージャー	1,285	1,374	1,256
ミドルマネージャー	12,062	12,589	12,013
ホワイトカラー	29,872	33,906	28,402
ブルーカラー	17,057	16,527	18,688
合計	**60,276**	**64,396**	**60,359**

(1) 比例連結されている会社においては、期末従業員数はエネルの持分比率に応じている。

10.d 営業債権及びその他の債権に係る正味減損損失／（戻入）- 1,323百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
営業債権に係る減損損失	1,337	1,384	(47)	-3.4%
その他の金融資産に係る減損損失	234	162	72	44.4%
営業債権及びその他の金融資産の減損損失合計	**1,571**	**1,546**	**25**	**1.6%**
営業債権に係る減損利益	(244)	(210)	(34)	-16.2%
その他の金融資産に係る減損利益	(4)	(2)	(2)	-
営業債権及びその他の金融資産の減損利益合計	**(248)**	**(212)**	**(36)**	**-17.0%**
営業債権及びその他の金融資産の減損／（戻入）純額	**1,323**	**1,334**	**(11)**	**-0.8%**

この項目は基本的に前年と同水準である。

10.e 減価償却費、償却費及びその他の減損損失 - 7,249百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
有形固定資産	4,896	4,674	222	4.7%
投資不動産	2	2	-	-
無形資産	1,785	1,677	108	6.4%
その他の減損損失	611	1,792	(1,181)	-65.9%
その他の減損損失の戻入	(45)	(56)	11	19.6%
合計	**7,249**	**8,089**	**(840)**	**-10.4%**

「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の減少は、主に減損損失の減少によるものだが、その一部は、主に再生可能エネルギー及び配電セクターにおける新規設備投資のための減価償却費の増加により相殺された。

具体的には、2024年の主な減損損失には以下のものが含まれる。

- 2024年に売却した北米の貯蔵事業の42百万ユーロの資産の価値調整
- インドの再生可能エネルギー事業の減損損失22百万ユーロ。これは、2024年に売却目的で保有する資産及び負債への再分類と関連する売却価格の調整によるもの
- スペイン、ブラジル、チリ、米国、イタリアに所在する複数の再生可能エネルギー発電所の減損損失（223百万ユーロ）
- 複数のイタリアの太陽光発電所（36百万ユーロ）及び米国の風力発電所（45百万ユーロ）の価値調整
- イタリアにおけるEnel Xのソフトウェア、ITプラットフォーム及びサポート事業（62百万ユーロ）、及び主にイタリアと米国におけるeモビリティ事業関連資産（56百万ユーロ）の価値調整で認識された減損損失
- Windpeshiのコロンビア風力発電プロジェクトの46百万ユーロの価値調整（2023年は171百万ユーロ）

2023年の数値には、複数の再生可能エネルギー発電会社（1,268百万ユーロ）及び北米のEnel X及びEnel X Wayの資産（126百万ユーロ）の価値調整が含まれている。

10.f その他の営業費用 - 3,940百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
システム利用料 - 環境証書(1)	1,449	2,603	(1,154)	-44.3%
電気・ガスシステムに関連するその他の費用	175	568	(393)	-69.2%
その他の税金及び関税	1,341	1,529	(188)	-12.3%
持分投資の処分によるキャピタル・ロス及びその他の費用	4	404	(400)	-99.0%
特別連帯賦課金	138	208	(70)	-33.7%
その他	833	813	20	2.5%
合計	**3,940**	**6,125**	**(2,185)**	**-35.7%**

(1) 「システム利用料-環境証書」については、注記56「環境プログラム」を参照のこと。

「その他の営業費用」は、以下の要因により前年比2,185百万ユーロ減少した。

環境証書費用の減少には、主に従来型エネルギー源による発電量の減少に伴うCO_2排出枠購入量減少の影響が反映されている。

「電気・ガスシステムに関連するその他の費用」の減少には、主に2022年から2023年の期間に関連する剰余金が2024年に認識されたことによる、スペインのBono Social（337百万ユーロ）の影響の低下が反映されている。

「その他の税金及び関税」の2023年における減少は、主にイタリアで2022年3月28日付法令第25号により導入されたクローバック制度（357百万ユーロ）及びスペインの勅令17/2021号（118万ユーロ）により生じた。この変動の一部は、勅令8/2023によりスペインで再導入された電力生産価値税（IVPEE）を2024年に342百万ユーロで計上したことにより相殺された。

2024年の「持分投資の処分によるキャピタル・ロス及びその他の費用」には、主に北米の貯蔵事業関連資産の処分によるキャピタル・ロス（2百万ユーロ）が含まれる。
2023年の数値には、主にアルゼンチンのEnel Generación Costanera（132百万ユーロ）及びCentral Dock Sud（194百万ユーロ）の処分後認識されたキャピタル・ロス、及びCelg Distribuição SA Celg-D（Enel Goiás）の処分に関する価格調整（23百万ユーロ）が含まれる。

「特別連帯賦課金」は、2022年12月27日の法律第38号の承認に伴い、2024年にスペインで認識される特別連帯賦課金138百万ユーロを指す（2023年は208百万ユーロ）。

10.g 資産計上された費用 - (3,042) 百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
人件費	(1,064)	(1,120)	56	5.0%
原材料	(1,237)	(1,338)	101	7.5%
その他	(741)	(927)	186	20.1%
合計	**(3,042)**	**(3,385)**	**343**	**10.1%**

資産化費用は3,042百万ユーロとなり、前年に比較して343百万ユーロ減少した。これは主に、2024年-2026年戦略計画で設定された優先順位に沿った投資の再配分を反映している。

注記11. 商品契約から生じた純損益 - 477百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
商品デリバティブ				
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた収益	876	836	40	4.8%
純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	2,517	3,196	(679)	-21.2%
商品デリバティブから生じた収益	**3,393**	**4,032**	**(639)**	**-15.8%**
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた費用	1,208	2,892	(1,684)	-58.2%
純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	2,797	3,569	(772)	-21.6%
商品デリバティブから生じた費用	**4,005**	**6,461**	**(2,456)**	**-38.0%**
商品デリバティブからの純利益／(費用)	**(612)**	**(2,429)**	**1,817**	**74.8%**
エネルギー商品の現物決済契約残高				
- 現物決済を伴うエネルギー商品販売契約残高の結果	(710)	389	(1,099)	-
- 現物決済によるエネルギー商品購入契約残高の結果	1,799	(926)	2,725	-
現物決済を伴うエネルギー商品契約残高からの純利益	**1,089**	**(537)**	**1,626**	**-**
商品契約から生じた純損益	**477**	**(2,966)**	**3,443**	**-**

商品契約から生じた純損益は、2024年には477百万ユーロ (2023年は2,966百万ユーロの純費用) となった。これは主に価格リスク及び為替リスクのヘッジによるもので、その内訳は以下のとおりである。

- 商品デリバティブによる総額612百万ユーロの純費用 (2023年は2,429百万ユーロの純費用) 。より具体的には、ヘッジ手段として指定されるデリバティブの純費用は332百万ユーロ (2023年の純費用は2,056百万ユーロ) 、純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの純費用は280百万ユーロ (2023年の純費用は373百万ユーロ) 。
- 報告日時点でまだ未決済の現物決済のエネルギー商品契約の純損益を通じての公正価値測定による1,089百万ユーロの純利益 (2023年の純費用は537百万ユーロ) 。

純利益の増加は3,443百万ユーロであり、主に市場価格動向を反映した商品価格ヘッジの結果に起因する。

デリバティブに関する詳細は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記12.デリバティブによる純金融収益／(費用) - 1,697百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
収益				
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた収益	2,212	756	1,456	-
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	508	802	(294)	-36.7%
収益合計	**2,720**	**1,558**	**1,162**	**74.6%**
費用				
- ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた費用	(620)	(1,254)	634	50.6%
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	(403)	(913)	510	55.9%
費用合計	**(1,023)**	**(2,167)**	**1,144**	**52.8%**
デリバティブによる純金融収益／(費用)	**1,697**	**(609)**	**2,306**	**-**

2024年の金利及び為替レートに係るデリバティブからの純収益は1,697百万ユーロ(2023年は609百万ユーロの純費用)であり、その内訳は以下のとおりである。

＞ 主としてキャッシュ・フロー・ヘッジに関する1,592百万ユーロのヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブの純収益(2023年は498百万ユーロの純費用)。

＞ 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた純収益は105百万ユーロ(2023年は111百万ユーロの純費用)。

2024年及び2023年に認識されたヘッジ・デリバティブ並びに純損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブの純残高は、主に為替リスクのヘッジに関するものである。デリバティブに関する詳細は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記13.その他の金融収益／(費用) - (5,098) 百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
金融資産からの受取利息(流動及び非流動)：				
- 固定金融資産の実効金利による受取利息	256	289	(33)	-11.4%
- 流動金融投資の実効金利による受取利息	359	335	24	7.2%
実効金利による受取利息合計	**615**	**624**	**(9)**	**-1.4%**
為替差益	**1,320**	**1,807**	**(487)**	**-27.0%**
持分投資に係る収益	**2**	**3**	**(1)**	**-33.3%**
ハイパーインフレーションから生じた収益	**1,953**	**1,575**	**378**	**24.0%**
その他の収益	**472**	**482**	**(10)**	**-2.1%**
その他の金融収益合計	**4,362**	**4,491**	**(129)**	**-2.9%**

その他の金融収益は4,362百万ユーロと2023年に比べて129百万ユーロ減少した。これは主に為替差益の減少（487百万ユーロ）を反映したもので、その大部分がEnel Finance Internationalに関連するもの（472百万ユーロ）である。その一部は、ハイパーインフレ経済下での財務報告に関するIAS第29号が適用された結果、アルゼンチン企業が認識したハイパーインフレによる収益の増加（378百万ユーロ）により相殺された。詳細については、2024年12月31日現在の本連結財務諸表の注記5を参照のこと。

その他の金融費用

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
金融債務の利息費用（流動及び非流動）：				
- 銀行借入金に係る利息	1,001	987	14	1.4%
- 社債に係る利息費用	2,057	2,079	(22)	-1.1%
- その他の借入金の利息費用	393	451	(58)	-12.9%
利息費用合計	**3,451**	**3,517**	**(66)**	**-1.9%**
債務管理取引に係る金融費用	**59**	**7**	**52**	**-**
為替差損	**3,002**	**1,058**	**1,944**	**-**
退職後給付及びその他の従業員給付の調整	**142**	**165**	**(23)**	**-13.9%**
その他の引当金の調整	**291**	**255**	**36**	**14.1%**
ハイパーインフレーションから生じた費用	**1,632**	**1,291**	**341**	**26.4%**
その他の費用	**883**	**964**	**(81)**	**-8.4%**
その他の金融費用合計	**9,460**	**7,257**	**2,203**	**30.4%**

その他の金融費用は9,460百万ユーロとなり、2023年と比較して全体で2,203百万ユーロ増加したが、これは主に以下の要因による。

- ハイパーインフレーション経済における財務報告に関するIAS第29号の適用の結果、アルゼンチン企業が認識した341百万ユーロのハイパーインフレーションによる費用の増加（詳細については、2024年12月31日現在の本連結財務諸表注記5を参照のこと）
- 主にEnel Finance International（1,102百万ユーロ）、Enel Américas（437百万ユーロ）及びEnel Chile（385百万ユーロ）に関連する為替差損に関する費用の1,944百万ユーロの増加
- 主に期中の平均債務残高の減少による66百万ユーロの利息費用の減少

注記14.持分法適用投資の利益／（損失）のシェア – （210）百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
ジョイント・ベンチャー及び関連会社の利益のシェア	89	68	21	30.9%
ジョイント・ベンチャー及び関連会社の損失のシェア	(299)	(109)	(190)	-
合計	**(210)**	**(41)**	**(169)**	**-**

2024年における持分法適用投資の損失の増加は、主にSlovak Power Holding BV（189百万ユーロ）に起因するものである。これは、Enel ProduzioneとEPHとの間の合意により、早期コール・オプションにより予測されるとおり、EPHがEnel Produzioneが保有するSlovak Power Holding BVの株式資本の50%を購入することになったため、投資価値がゼロに調整されたことによるものである。詳細は、注記24「持分法適用投資」を参照のこと。

注記15.法人所得税等 – 3,654百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
当期諸税	3,873	2,877	996	34.6%
過年度に関する法人所得税の修正	(91)	(75)	(16)	-21.3%
当期税金合計	**3,782**	**2,802**	**980**	**35.0%**
繰延税金負債	(33)	(197)	164	83.2%
繰延税金資産	(95)	173	(268)	-
合計	**3,654**	**2,778**	**876**	**31.5%**

2024年の法人所得税等は3,654百万ユーロとなり、2023年と比較して876百万ユーロ増加した。
2024年の税率は31%で、比較対象の2023年は37%だった。
この減少は主に以下の要因を反映している。

- ブラジルで税額控除の再評価による収益の非課税に関連して、過年度の繰延税金資産が認識された（113百万ユーロ）。
- 米国、メキシコ、ペルーにおいて回収可能と判断されなくなった繰延税金資産の一部の取崩しが2023年の方が多額だった（2023年は180百万ユーロ、2024年は91百万ユーロ）。

2024年の実効税率は、ペルーにおける発電・配電施設の売却、及びミラノ県とブレシア県の複数の自治体における配電施設のA2Aへの売却を反映している。
2023年の実効税率は、Enel Generación Costanera及びCentral Dock Sudの売却に関連する課税がなかったことを反映している。

繰延税金資産及び繰延税金負債の増減の詳細については、注記23を参照のこと。
以下の表は、理論税率及び実効税率の調整表である。

百万ユーロ

	2024年度		2023年	
税引前利益	**11,883**		**7,416**	
理論上の税額	2,852	24%	1,780	24%
減損調整及びM&A取引に係る税効果のデルタ	217		195	
オーストラリアとギリシャにおける処分の特恵課税処理	-		(63)	
アルゼンチンにおけるハイパーインフレーション会計の諸々の税効果	(20)		(58)	
ペルーにおける繰延税金資産の償却（Enel Green Power Perú とEnel Generación Perúの合併に伴うもの）	-		25	
ブラジルにおける繰延税金資産の認識	(113)		-	
米国、メキシコ、ブラジルにおける繰延税金資産の償却	91		155	
IRAP	383		352	
スペインにおける特別連帯賦課金の損金不算入	33		52	
その他の差異、イタリアの理論税率と異なる税率による影響、及びその他の軽微な項目	211		340	
合計	**3,654**		**2,778**	

注記16.基本的及び希薄化後1株当たり利益

これらの指標はいずれも、普通株式の期中平均株式数10,166,679,946株に基づいて算出され、期中平均保有自己株式数及び期中平均支払株式数で調整されている。
2024年12月31日現在、額面1ユーロの自己株式を12,079,670株（2023年12月31日現在では9,262,330株）保有している。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
親会社株主に帰属する当期利益（基本）	**7,016**	**3,438**
うち、		
- 継続事業	7,016	3,813
- 非継続事業	-	(375)
配当に対する優先権の影響（優先株等）	-	-
持分金融商品（ハイブリッド債等）の配当金	(246)	(182)
その他	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期利益（基本）	**6,770**	**3,256**
うち、		
- 継続事業	6,770	3,631
- 非継続事業	-	(375)
株式数（単位）		
1月1日現在の発行済普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946
保有自己株式の影響	(10,830,775)	(7,696,284)
行使された新株予約権の影響	301,812	422,896
その他	-	-
基本的1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,156,150,983	10,159,406,558

親会社の普通株主に帰属する当期利益(基本)	**6,770**	**3,256**
希薄化の効果：		
- 転換社債利息	-	-
- その他	-	-
親会社の一般株主に帰属する当期利益(希薄化後)	**6,770**	**3,256**
内訳：		
- 継続事業	6,770	3,631
- 非継続事業	-	(375)
株式数（単位）		
基本的1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,156,150,983	10,159,406,558
転換社債の転換による影響	-	-
その他	-	-
希薄化後1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	**10,156,150,983**	**10,159,406,558**

基本的1株当たり利益		
基本的1株当たり利益	0.67	0.32
基本的1株当たり継続事業利益	0.67	0.36
基本的1株当たり非継続事業利益	-	(0.04)
希薄化後1株当たり利益		
希薄化後1株当たり利益	0.67	0.32
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益	0.67	0.36
非継続事業の希薄化後1株当たり利益	-	(0.04)

連結財政状態計算書に関する情報

注記17.有形固定資産 - 94,584百万ユーロ

2024年の有形固定資産の内訳と変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	リース資産	建物附属設備	資産建設中及び前渡金	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	630	12,084	167,123	592	1,456	4,318	572	14,149	200,924
減価償却累計額	-	5,787	101,864	423	1,159	1,454	436	-	111,123
2023年12月31日現在残高	**630**	**6,297**	**65,259**	**169**	**297**	**2,864**	**136**	**14,149**	**89,801**
資本的支出	1	64	2,499	23	152	-	4	5,991	8,734
使用開始資産	52	1,639	8,030	7	46	9	59	(9,842)	-
為替換算差額	(10)	(26)	(409)	1	(17)	28	-	(87)	(520)
処分	-	(3)	(95)	(1)	(2)	(133)	(1)	-	(235)
減価償却費	-	(237)	(4,076)	(25)	(118)	(350)	(30)	-	(4,836)
減損損失	-	(15)	(94)	(1)	(4)	-	(3)	(98)	(215)
減損利益	-	-	3	-	-	-	-	4	7
リース	-	-	-	-	-	429	-	9	438
その他の変動	(5)	(92)	828	(53)	24	(1)	2	612	1,315
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	(2)	37	(421)	(1)	7	(18)	-	493	95
増減合計	**36**	**1,367**	**6,265**	**(50)**	**88**	**(36)**	**31**	**(2,918)**	**4,783**
減損損失累計額控除後の取得原価	666	13,671	175,047	610	1,662	4,578	612	11,231	208,077
減価償却累計額	-	6,007	103,523	491	1,277	1,750	445	-	113,493
2024年12月31日現在残高	**666**	**7,664**	**71,524**	**119**	**385**	**2,828**	**167**	**11,231**	**94,584**

「リース資産」の詳細については、後述の注記19を参照のこと。

資本的支出の内訳は、「有形固定資産」が8,734百万ユーロ、「無形資産」が1,235百万ユーロ（詳細は注記21を参照）、「不動産投資」が8百万ユーロ（詳細は注記20を参照）で、合計9,977百万ユーロだった。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
発電所:				
- 火力	444	550	(106)	-19.3%
- 水力	402	458	(56)	-12.2%
- 地熱力	119	136	(17)	-12.5%
- 原子力	167	163	4	2.5%
- 代替エネルギー源	1,944	3,444	(1,500)	-43.6%
発電所合計	**3,076**	**4,751**	**(1,675)**	**-35.3%**
配電網(1)	5,024	4,485	539	12.0%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	231	449	(218)	-48.6%
Enel X Way (e-Mobility)	94	106	(12)	-11.3%
顧客小売	660	617	43	7.0%
その他	892	1,511	(619)	-41.0%
合計	**9,977**	**11,919**	**(1,942)**	**-16.3%**

(1) 2024年の数値には、IFRIC第12号の適用範囲内のインフラ投資に関する844百万ユーロ（2022年は795百万ユーロ）は含まれていない。

当グループは、リスク・リターン状況の改善、並びに顧客のために創出する価値の増大及び2040年までの排出ネットゼロ達成を目的とする変革の開始を目指す戦略計画に沿って、ネットワークの近代化と再生可能エネルギーに注力している。
配電網に対する設備投資は多額であった。特にイタリア、ブラジル、コロンビア、スペインでは、主に是正メンテナンスと送電網の信頼性を確保のための投資が増加したが、ペルーでは配電・発電設備の売却により投資が減少したため、増加の一部は相殺された。
再生可能エネルギーへの設備投資は、主にイタリア、ブラジル、スペイン、チリ、コロンビア、北米で減少した。
最終消費者市場の事業ラインの設備投資は、主にイタリア、ブラジル、北米のEnel X事業において減少したが、イタリアとスペインの小売事業における投資の増加により一部相殺された。
火力発電及びトレーディング部門の設備投資は主にイタリアで減少した。

2024年の「減損損失」は215百万ユーロで、主にスペイン、イタリア、米国、チリに所在する複数の再生可能エネルギー発電所の価値調整によるものである。

「売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類」（95百万ユーロ）は、主に継続事業の中の3SUNの再分類（677百万ユーロ）を指している。この一部は、ミラノ県及びブレシア県の複数の自治体に関するe-distribuzione SpA（現在はDuereti Srlに統合されている）の資産（393百万ユーロ）、北米の貯蔵事業ポートフォリオ（134百万ユーロ）、及びインドの再生可能エネルギー発電施設の純資産（72百万ユーロ）を売却目的で保有する資産に分類したことによって相殺された。

「その他の変動」には、主にイタリア、コロンビア及びスペインにおける発電所廃止及び敷地原状回復費用の調整の303百万ユーロ、ハイパーインフレ経済下で操業するアルゼンチン企業の有形固定資産の減損損失の1,289百万ユーロ、及び有形固定資産の資本支出を対象とする貸出金利息の245百万ユーロ（2023年には303百万ユーロ）の資産計上の影響が含まれ、内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2024年	**率**(%)	2023**年**	**率**(%)	**増減**	
EGP North America	55	7.9%	70	8.5%	(15)	-21.4%
EGP México	12	9.9%	16	9.8%	(4)	-25.0%
Enel Américas Group	32	7.4%	55	6.4%	(23)	-41.8%
Enel Chile Group	83	6.0%	90	6.0%	(7)	-7.8%
Endesa Group	11	3.6%	12	3.2%	(1)	-8.3%
Enel Italia Group	49	5.1%	58	2.1%	(9)	-15.5%
Nuove Energie	3	3.0%	2	3.3%	1	50.0%
合計	**245**		**303**		**(58)**	**-19.1%**

「その他の変動」には、イタリアで受領した602**百万ユーロの補助金も含まれる。**

2024**年**12**月**31**日現在、有形固定資産の購入契約約定額は**4,123**百万ユーロであった。**

有形固定資産の主な項目の見積耐用年数は以下のとおりである。

土木建築物	10〜60年
発電所に組み込まれている建物及び土木工事	10〜100年
水力発電所	
- 導水路	10〜65年
- 機構的及び電気的機械	10〜65年
- その他の固定水圧工事	10〜100年
火力発電所	
- ボイラー及び補助機器	20〜40年
- ガスタービン機器	10〜40年
- 機構的及び電気的機械	5〜40年
- その他の固定水圧工事	60年
原子力発電所	50年
地熱発電所	
- 冷却塔	20年
- タービン及び発電機	10〜50年
- 液体に接触しているタービン部品	10年
- 機構的及び電気的機械	20〜40年
風力発電所	
-塔	30〜35年
- タービン及び発電機	30〜35年
- 機構的及び電気的機械	15〜30年
太陽光発電所	
- 機構的及び電気的機械	15-40年
公共照明及び芸術的照明システム	
- 公共照明システム	10-35年
- 芸術的照明システム	20-35年
送電線	10〜60年
変電所	20〜55年
配電システム	
- 高圧線	10〜60年
- 主要変電所	10〜50年
- 低圧線、中圧線	10〜50年
メーター	
- 電気機械メーター	5〜40年
- エネルギーバランス測定機器	10〜15年
- 電子メーター	15-25年
	7〜15年
充電ステーション	
バッテリーエネルギー貯蔵システム (BESS)	10〜15年

建物附属設備の耐用年数は、リース期間と当該付属設備が生み出す便益が得られる期間のいずれか短い期間に基づいて決定される。
土地は耐用年数が確定できないため、減価償却は行わない。

注記18.サービス委譲契約

以下の表は、IFRIC第12号の適用範囲外のサービス委譲契約の2024年12月31日現在の残高の詳細を示している。

百万ユーロ

	付与権者	事業	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	当初の公正価値
Endesa Distribución Eléctrica	-	配電	スペイン	確定できない	確定できない	-	5,677	5,677	5,673
Enel Colombia (旧Codensa)	コロンビア共和国	配電	コロンビア	確定できない	確定できない	-	1,188	1,266	1,839
Enel Distribución Chile (旧Chilectra)	チリ共和国	配電	チリ	確定できない	確定できない	-	1,175	1,254	1,667

スペイン、コロンビア、チリにおける販売権については、表のとおり、法定期限又は現時点で予測可能な期限が存在しないため、耐用年数が確定できない無形資産に含めている。作成された予測に基づき、様々な委譲契約が関連する各CGUのキャッシュ・フローは、帳簿価額を回収するのに十分であった。当期の変動は、主にラテンアメリカにおける為替レートの変動によるものである。

IFRIC第12号に従って認識されるサービス委譲契約は、ブラジルにおける発電、ブラジル及びコスタリカにおける配電並びにブラジルにおける公共照明に関するインフラサービス委譲に関するものである。
以下の表は、これらのサービス委譲の概要である。

前へ　次へ

百万ユーロ

	付与権者	事業	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2024年12月31日時点で契約資産に計上されている金額(無形資産)	2024年12月31日時点で契約資産に計上されている金額(金融資産)	2024年12月31日時点で金融資産に計上されている金額	2024年12月31日時点で無形資産に計上されている金額
Enel Distribuição Rio de Janeiro	ブラジル政府	配電	ブラジル	1996〜2026	2年	あり	99	-	1,305	336
Enel Distribuição Ceará	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998〜2028	4年	あり	155	-	1,130	369
Enel Green Power Mourão	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016〜2046	22年	なし	-	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016〜2046	22年	なし	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017〜2047	23年	なし	-	-	246	-
Enel Distribuição São Paulo	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998〜2028	4年	あり	229	-	1,457	551
Luz de Angra Energia	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2021〜2036	12年	あり	-	4	-	-
Luz de Jaboatão Energia	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2045	21年	あり	-	7	-	-
Luz de Caruaru Energia	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2043	19年	あり	-	5	-	-
Luz de Cataguases	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2048	24年	あり	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024〜2037	13年	あり	-	2	-	-
Luz de Caxias do Sul	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024〜2048	24年	あり	-	5	-	-
Luz de Ponta Grossa	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024〜2037	13年	あり	-	3	-	-
Luz de Alagoinhas	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024〜2037	13年	あり	-	2	-	-
Luz de Maringá	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024〜2037	13年	あり(1)	-	3	-	-
PH Chucas	コスタリカ電力公社	水力発電所	コスタリカ	2012〜2031	7年	なし	-	-	38	35
合計							**483**	**32**	**4,204**	**1,291**

(1) 一定のパフォーマンス基準と付与機関の承認による。

Enel Distribuição Rio de Janeiro、Enel Distribuição Ceará、Enel Distribuição São Paulo**の各企業によるブラジル市場での配電に関連する金融資産は、委譲契約終了時の公正価値で測定されている。詳細については、注記**50**「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。**

前へ　次へ

注記19.リース

以下の表は、2024年における使用権資産の変動を示している。

百万ユーロ	土地リース	建物リース	施設リース	その他のリース資産	合計
2023年12月31日現在の合計	**1,488**	**632**	**278**	**466**	**2,864**
増加	100	131	8	190	429
為替換算差額	39	(4)	-	(7)	28
減価償却費	(62)	(114)	(26)	(148)	(350)
その他の変動	(87)	(33)	(7)	(16)	(143)
2024年12月31日現在の合計	**1,478**	**612**	**253**	**485**	**2,828**

リース負債及び当期変動額は下表のとおりである。

百万ユーロ	
2023年12月31日現在の合計	**2,905**
増加	419
支払い	(422)
その他の変動	29
2024年12月31日現在の合計	**2,931**
うち中長期	2,613
うち短期	318

なお、2024年にはリースの変更や再交渉は行われていない。

以下の表は、リース資産が損益計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	
	2024年度
使用権資産の減価償却費	357
リース負債支払利息	148
短期リース関連費用（役務取引等費用に含まれるもの）	38
変動リース料（役務取引等費用に含まれる）	30
合計	**573**

使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、以下のとおり定額法で減価償却される。

	平均残存期間（年）
建物	7
発電所の地上権	31
車両及びその他の輸送手段	3

注記20.投資不動産 - 30百万ユーロ

百万ユーロ	
減損損失累計額控除後の取得原価	114
減価償却累計額	17
2023年12月31日現在残高	**97**
資本的支出	8
為替換算差額	(2)
処分	(54)
減価償却費	(2)
減損利益	17
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	(37)
その他の変動	3
変動合計	**(67)**
減損損失累計額控除後の取得原価	45
減価償却累計額	15
2024年12月31日現在残高	**30**

2024年12月31日現在の投資不動産は30百万ユーロとなり、2023年比で67百万ユーロ減少した。
当グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジル、チリの不動産で構成されており、売却や収益・処分代金の送金の制限がない。さらに、当グループは、投資不動産の購入、建設、開発、修繕、維持、補強に関する契約上の義務を負っていない。
2024年の変動は主に、スペインにおける複数の土地の処分によるものである。

投資不動産の評価に関する詳細は、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」及び50.2「財政状態計算書において公正価値で測定されない資産」を参照のこと。

注記21.無形資産 - 15,837百万ユーロ

2024年の無形資産の内訳及び変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	開発支出	産業特許及び知的財産権	事業権、ライセンス、商標及び類似の権利	サービス委譲契約	その他	リース物件改良費	開発中の資産及び前渡金	契約費用	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	55	3,988	12,401	5,822	5,513	-	1,641	3,352	32,772
減価償却累計額	29	3,313	2,130	4,157	4,139	-	-	1,949	15,717
2023年12月31日現在残高	**26**	**675**	**10,271**	**1,665**	**1,374**	**-**	**1,641**	**1,403**	**17,055**
資本的支出	3	36	41	-	92	-	533	530	1,235
使用開始資産	4	254	12	-	396	-	(676)	8	(2)
為替換算差額	-	(23)	(386)	(249)	-	-	(14)	5	(667)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	(20)	-	(20)
処分	(2)	(1)	-	(6)	(2)	-	(9)	-	(20)
償却費	(7)	(302)	(182)	(421)	(413)	-	-	(474)	(1,799)
減損損失	-	(1)	-	-	(100)	-	(169)	(1)	(271)
減損利益	-	-	-	-	1	-	-	-	1
その他の変動	10	64	6	302	(4)	-	(54)	3	327
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	1	-	(2)	-	(2)	-	4	(3)	(2)
増減合計	**9**	**27**	**(511)**	**(374)**	**(32)**	**-**	**(405)**	**68**	**(1,218)**
減損損失累計額控除後の取得原価	74	4,332	11,811	4,962	5,896	-	1,236	3,877	32,188
減価償却累計額	39	3,630	2,051	3,671	4,554	-	-	2,406	16,351
2024年12月31日現在残高	**35**	**702**	**9,760**	**1,291**	**1,342**	**-**	**1,236**	**1,471**	**15,837**

資本的支出の詳細については注記17を参照のこと。

2024年の減損損失は271百万ユーロとなり、主に以下のものに関連している。

- スペイン、米国、ブラジル、イタリアにおける再生可能エネルギープロジェクト（パイプライン）
- 米国におけるeモビリティ資産の減損損失
- イタリアのEnel X事業をサポートするソフトウェア及び開発プラットフォーム

「その他の変動」には、主に、ブラジルにおけるIFRIC第12号の適用対象となる投資の一部の契約資産からの再分類、及びハイパーインフレ経済下における財務報告に関する会計基準の適用に伴うアルゼンチン企業の無形資産の価値調整が含まれる。

耐用年数が確定している無形資産の主な項目についての、自己創設資産と取得資産別の見積耐用年数は以下のとおりである。

開発支出	
- 自己創設資産	**5年**
- 取得資産	**3〜26年**
産業特許及び知的財産権:	
- 自己創設資産	**3〜10年**
- 取得資産	**3〜30年**
事業権、ライセンス、商標及び類似の権利:	
- 自己創設資産	**20年**
- 取得資産	**10-35年**
その他:	
- 自己創設資産	**2〜28年**
- 取得資産	**3〜15年**

注記22.のれん - 12,850百万ユーロ

百万ユーロ	2023年12月31日現在	連結範囲の変更	為替換算差額	減損損失	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	その他の変動	2024年12月31日現在
	正味帳簿価額						**正味帳簿価額**
イベリア半島	8,785	-	-	-		-	8,785
チリ	1,101	-	-	-	-	-	1,101
アルゼンチン	20	-	-	-	-	-	20
コロンビア	526	-	(3)	-	-	-	523
ブラジル	1,357	-	(150)	-	-	-	1,207
中米	26	-	1	-	-	-	27
Enel Green Power North America	68	-	-	-	-	-	68
Enel X North America	81	-	3	-	(40)	-	44
Enel X Asia Pacific	84	-	-	-	-	-	84
Enel X Rest of Europe (1)	43	-	-	(3)	-	-	40
イタリア市場(2)	581	-	-	-	-	-	581
Enel Green Power Italy	21	-	-	-	-	-	21
Enel Produzione Italy	349	-	-	-	-	-	349
合計	**13,042**	**-**	**(149)**	**(3)**	**(40)**	**-**	**12,850**

(1) Viva Labsを含む。
(2) Enel Energiaを含む。

以下の表は、のれんの事業ライン及び地理的地域別配分を示している。なお、上記の注記8に記載されている事業セグメントの表示の変更は、減損テストにおけるのれんの配分に変更を生じさせるものではない。

のれん配分表 (2024年12月31日現在)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	合計
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	**21**
Market Italy (1)	-	-	-	581	-	**581**
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	**349**
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	**8,785**
Argentina	-	1	19	-	-	**20**
Brazil	-	417	790	-	-	**1,207**
Chile	-	949	152	-	-	**1,101**
Colombia	-	300	223	-	-	**523**
Central America	-	27	-	-	-	**27**
Enel Green Power North America	-	68	-	-	-	**68**
Enel X North America	-	-	-	44	-	**44**
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	**84**
Enel X Rest of Europe	-	-	-	40	-	**40**
合計	**-**	**3,322**	**6,972**	**2,556**	**-**	**12,850**

(1) Enel Energiaを含む。

のれん配分表 (2023年12月31日現在)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	保有及びサービス	合計
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	21
イタリア市場(1)	-	-	-	581	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	349
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
アルゼンチン	-	1	19	-	-	20
ブラジル	-	502	855	-	-	1,357
チリ	-	949	152	-	-	1,101
コロンビア	-	303	223	-	-	526
中米	-	26	-	-	-	26
Enel Green Power North America	-	68	-	-	-	68
Enel X North America	-	-	-	81	-	81
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe (2)	-	-	-	43	-	43
合計	**-**	**3,409**	**7,037**	**2,596**	**-**	**13,042**

(1) Enel Energiaを含む。
(2) Viva Labsを含む。

のれんは192百万ユーロ減少したが、これは主に、ブラジルにおける為替レートの調整及び北米における貯蔵施設の売却目的資産への再分類に起因する。

認識されたのれんの回収可能価額は、将来の予想キャッシュ・フローを見積り、リスクフリー・レート、ベータ、市場リスク・プレミアム等の市場インプットに基づいて選択された適切な割引率を適用することを含む割引キャッシュ・フロー・モデルを使用して、CGUの使用価値を計算することによって見積られている。
キャッシュ・フローは、各CGUの特定のリスクを考慮しつつ、見積り時点で入手可能な最善の情報に基づいて決定され、以下を考慮して作成された。

- 明示期間については、数量、収益、事業コスト、資本的支出、産業及び商業組織、主要なマクロ経済変数（インフレ率、名目金利、為替レート）及び商品価格の動向に関する予測を含む、2024年11月18日に親会社の取締役会で承認された事業計画。キャッシュ・フローの明示期間は3年である。
- その後の年度については、キャッシュ・フローを決定する主要な変数の長期的推移に関する仮定。

具体的には、減損テストの対象となった各CGUに関連する事業の特性に基づいて最終価値を算出している。

- 永久性。すなわち、大規模水力発電（LH）発電及び配電事業の場合は永続的であり、ライセンス及び公共利権は長期的な性質のものであり、更新は合理的な確実性で予測でき、また、長期にわたって持続可能な特定のノウハウの開発を特徴とするEnel X及びEnel X Way事業も同様である。
- 一定成長性。主に小売業を特徴とするCGUにおいて、残余年数が顧客との関係の平均継続期間と本質的に相関関係にあるCGU、及び従来型の火力発電事業（発電事業及び商事事業）については、特定期間が適用される。当該方法は、再生可能エネルギー（Enel Green Power）事業においても、(i) プラントの残存耐用年数による価値、及び (ii) 発電所の廃止の場合、許認可権、生産施設の競争力（天然資源の観点から）及びネットワークの相互接続性に関連する残存価値を考慮するために用いられる。

名目成長率（gレート）は、電力の長期成長率及び／又はインフレ率に等しい（関係する国や事業によって異なる）。

商品価格動向の前提については、採用されたシナリオは現在の排出削減目標と一致している。

より具体的には、2030年のCO_2価格は、許認可の需要増加と供給漸減、及び需要減少による石炭価格の安定を反映し、着実に上昇すると想定されている。ガスについては、世界的な需給の調整により、価格の緊張は今後数年で緩和されていくと予想される。最後に、石油価格については、2030年ごろに需要がピークを迎え、徐々に安定化すると見込まれる。

また、当グループは、長期的な気候変動の影響を考慮するために感度分析を用いていることにも留意願いたい。より具体的には、

- 当グループは、気候変動による気温の上昇やエネルギー転換に関連する動向に関する一定の前提を採用し、当該事業の特殊性に基づき、2026年～2050年にかけての電力需要の変化に沿った、明示期間後のキャッシュ・フローの永久長期成長率を考慮する。
- 当グループは、基礎となる気候変数（例えば、気温、日射量、風速、降水量）の各予測に関連する、ポートフォリオ資産の水力発電、風力発電、太陽光発電レベルの変化を考慮する。
- 当グループは、小売活動からの直接排出（スコープ1）及び間接排出（スコープ3）をゼロにするという目標に沿って、化石燃料発電所の廃止に備えた費用を負担すると仮定している。

CGUの使用における価値の頑健性を検証するために、主な価値ドライバー、特にWACCと長期成長率について感度分析を実施している。
このような状況においても、結果は前述の証拠と一致しており、2024年12月31日時点のエネルグループの連結財務諸表における帳簿価額の回収可能性に関して分析した全てのCGUにおいて問題はなかった。

前へ　次へ

以下の表は、CGUが属する国／地域の主なのれんの価値の構成、適用される割引率、及び予想キャッシュ・フローが割引された期間を示している。

百万ユーロ	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)
	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在				
イベリア半島	8,785	2.50%	7.27%	3年	永久/23年 EGP/11年 G&T/15年 MKT	8,785	2.19%	8.23%	3年	永久/22年 EGP/12年 G&T/15年 MKT
チリ	1,101	2.30%	9.14%	3年	永久/27年 EGP/4年 G&T	1,101	2.07%	9.57%	3年	永久/28年 EGP/5年 G&T
アルゼンチン	20	20.41%	44.88%	3年	永久	20	17.57%	41.99%	3年	永久
コロンビア	523	3.37%	11.92%	3年	永久/26年 EGP/13年 G&T	526	3.50%	14.25%	3年	永久/25年 EGP/14年 G&T
ブラジル	1,207	3.36%	10.87%	3年	永久/23年 EGP	1,357	3.86%	12.31%	3年	永久/24年 EGP
中米	27	2.30%	10.88%	3年	16年	26	2.10%	10.92%	3年	17年
Enel Green Power North America	68	1.89%	7.79%	3年	23年	68	2.10%	8.27%	3年	24年
Enel X North America	44	2.30%	10.95%	3年	永久	81	2.10%	11.75%	3年	永久
Enel X Asia Pacific	84	2.30%	12.18%	3年	永久	84	2.10%	13.27%	3年	永久
Enel X Rest of Europe	40	1.76%	10.86%	3年	永久	43	2.10%	11.45%	3年	永久
Enel Green Power Italy	21	1.76%	7.86%	3年	永久/27年	21	2.10%	8.66%	3年	永久/26年
イタリア市場	581	0.90%	10.54%	3年	15年	581	1.93%	11.31%	3年	15年
Enel Produzione Italy	349	1.61%	7.97%	3年	永久/14年	349	2.06%	9.07%	3年	永久/14年

(1) 明示予測期間後の評価通貨でのキャッシュ・フローの成長率。
(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローで計算された使用価値が、税引後加重平均資本コストで割引かれた税引後キャッシュ・フローで計算された値と等しいことを保証する割引率。
(3) 最終価値は、表内に示された年数（G&T = Generation & Trading、EGP = Enel Green Power、MKT = 最終消費者市場）にわたり、永久に又は所定期間、利回りが成長するという前提に基づいて見積もられている。

前へ　次へ

注記23.繰延税金資産及び負債 - 9,025百万ユーロ及び7,951百万ユーロ

以下の表は、適用される規則により設定された税率に基づいて計算された繰延税金資産及び繰延税金負債の期間差異の種類別変動並びに繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産の金額（許容される場合）を示す。

百万ユーロ		増加／（減少）純損益に計上	増加／（減少）株主持分に計上	為替換算差額	その他の変動	売却目的保有資産の再分類	
	2023年12月31日現在						2024年12月31日現在
繰延税金資産：							
- 無形資産及び有形固定資産の帳簿価額の差異	2,269	(73)	-	(2)	2	27	2,223
- リスク及び費用に係る引当金繰入額及び繰延控除可能な減損損失引当金繰入額	1,925	172	-	(101)	(3)	2	1,995
税務上の繰越欠損金	746	256	-	(49)	(8)	-	945
- 金融商品の測定	1,322	(50)	(195)	2	(12)	2	1,069
- 従業員給付	863	(90)	(54)	(63)	7	-	663
-その他の項目	2,093	(112)	(8)	(20)	177	-	2,130
合計	**9,218**	**103**	**(257)**	**(233)**	**163**	**31**	**9,025**
繰延税金負債：							
- 非流動資産及び金融資産に係る差額	5,038	(210)	1	(154)	506	(2)	5,179
- 金融商品の測定	957	32	(505)	2	19	-	505
-その他の項目	2,222	132	6	(80)	(13)	-	2,267
合計	**8,217**	**(46)**	**(498)**	**(232)**	**512**	**(2)**	**7,951**

相殺不能な繰延税金資産	**6,477**
相殺不能な繰延税金負債	**3,748**
相殺後の繰延税金負債正味超過額	**1,655**

2024年12月31日時点で認識された繰延税金資産は、その回収が合理的に確実であると判断され、総額9,025百万ユーロ（2023年12月31日時点では9,218百万ユーロ）であった。
繰延税金資産は、主に以下の要因により、当期中に193百万ユーロ減少した。
＞ キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に関連した繰延税金資産の減少
＞ ラテンアメリカ、特にブラジルにおける為替レート差の影響
これらの影響の一部はアルゼンチンのハイパーインフレ調整によって相殺された。
なお、繰延税金資産のうち616百万ユーロ相当は、将来の課税所得の現在の見積りに基づいて回収可能性が低いと考えられるため、当年度繰越欠損金（2,095百万ユーロ）において評価されていない。

繰延税金負債は、2024年12月31日現在で7,951百万ユーロ（2023年12月31日現在では8,217百万ユーロ）であった。これには基本的に、各年度に行われた取得原価の最終配分の一部として取得された資産に対する調整の税効果の決定と、加速償却を含む税務上の減価償却と資産の見積耐用年数に基づく減価償却との差異に関する繰延税金が含まれる。
繰延税金負債は、主に以下の要因により合計で266百万ユーロ減少した。
＞ キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に関連した繰延税金負債の減少。
＞ ラテンアメリカ、特にブラジルにおける為替レート差の影響
これらの影響の一部はアルゼンチンのハイパーインフレ調整によって相殺された。

前へ　次へ

注記24.持分法適用投資 - 1,456百万ユーロ

以下の表は、ジョイント・ベンチャー及び持分法適用関連会社に対する主な投資の変動を示している。

百万ユーロ		保有割合(%)	純損益への影響	連結範囲の変更	配当金	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損	その他の変動		保有割合(%)
	2023年12月31日現在								2024年12月31日現在	
ジョイント・ベンチャー										
Gridspertise Srl	306	50.0%	6	-	-	-	-	1	313	50.0%
Mooney Group SpA	185	50.0%	(32)	-	-	-	-	50	203	50.0%
Slovak Power Holding	189	50.0%	8	-	-	-	(197)	-	-	-
Enel Green Power Australia	148	50.0%	(16)	-	-	-	-	10	142	50.0%
Enel Green Power Hellas	245	50.0%	(4)	-	-	-	-	4	245	50.0%
Matimba project companies	75	50.0%	(2)	8	-	-	-	(15)	66	50.0%
Ewiva Srl	39	50.0%	(4)	-	-	-	-	1	36	50.0%
Drift Sand Wind Project	45	50.0%	5	-	-	-	-	16	66	50.0%
Front Marítim del Besòs	30	61.4%	-	-	-	-	-	-	30	61.4%
Elecgas SA	21	50.0%	5	-	-	-	-	2	28	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43.8%	-	-	-	-	-	1	6	43.8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33.5%	1	-	(2)	-	-	1	8	33.5%
Energie Electrique de Tahaddart	8	32.0%	2	-	-	-	-	1	11	32.0%
PowerCrop	8	50.0%	(1)	-	-	-	-	(2)	5	50.0%
ジョイント・ベンチャー合計	**1,312**		**(32)**	**8**	**(2)**	**-**	**(197)**	**70**	**1,159**	

百万ユーロ	2023年12月31日現在	保有割合(%)	純損益への影響	連結範囲の変更	配当金	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損	その他の変動	2024年12月31日現在	保有割合(%)
関連会社										
CESI	56	42.7%	2	-	-	-	-	-	58	42.7%
GNL Chile SA	20	33.3%	9	-	-	-	-	2	31	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	10	50.0%	-	-	(1)	-	-	-	9	50.0%
Gorona del Viento El Hierro SA	7	23.2%	(1)	-	-	-	-	-	6	23.2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37.5%	3	-	(2)	-	-	(1)	7	37.5%
Sociedad Eólica El Puntal	5	50.0%	3	-	(1)	-	-	(2)	5	50.0%
Renovables Brovales 400 kV	5	64.2%	-	-	-	-	-	2	7	64.2%
Cogenio Iberia	6	20.0%	-	-	-	-	-	(1)	5	20.0%
Cogenio Srl	8	20.0%	-	-	-	-	-	8	16	20.0%
Avikiran Solar India	27	51.0%	(1)	-	-	(26)	-	-	-	-
Avikiran Surya India	24	51.0%	(2)	-	-	(23)		1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	64	10.0%	3	-	-	-	-	(2)	65	10.0%
Rocky Caney Holding	20	10.0%	2	-	-	-	-	(4)	18	10.0%
Total associates	**259**		**18**	**-**	**(4)**	**(49)**	**-**	**3**	**227**	
その他の少数持分投資	**79**		**1**	**3**	**(4)**	**(10)**	**-**	**1**	**70**	
合計	**1,650**		**(13)**	**11**	**(10)**	**(59)**	**(197)**	**74**	**1,456**	

前へ　次へ

2024年の持分法適用投資の減少は、主に以下の要因による。

- 子会社であるEnel ProduzioneとEnergetický a prů myslový holding (EPH) との間で締結された契約の最終的成立。これにより後者は、早期コール・オプションにより予測されるとおり、Enel Produzioneが保有するSlovak Power Holding (SPH) の株式資本の残り50%を、2025年上半期までに購入する予定である。これは、第一段階の取引完了時にEPHがEnel Produzioneに150百万ユーロ相当の投資対価を既に支払っているため、同投資を「売却目的保有に分類された資産」に再分類し、その価値をゼロに調整するものである。
- Avikiran Solar India及びAvikiran Surya Indiaへの出資を、それぞれ26百万ユーロ及び23百万ユーロで「売却目的保有に分類された資産」に再分類したこと。
- 主にEnel Green Power Australia及びMatimba project companiesのキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に起因する、当グループに帰属するマイナスのOCIの認識。

これらのマイナスの効果の一部は、Mooney (50百万ユーロ) 及びEnel Green Power Australia (33百万ユーロ) の増資により相殺された。

以下の表は、IFRS第5号に基づき売却目的保有に分類されない当グループの主要なジョイント・ベンチャー及び関連会社の財務情報の要約である。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
ジョイント・ベンチャー														
Gridspertise Srl	248	171	141	146	389	317	82	49	155	171	237	220	152	97
Mooney Group SpA	913	894	388	487	1,301	1,381	1,087	1,134	579	649	1,666	1,783	(365)	(402)
Enel Green Power Australia	532	428	79	73	611	501	401	315	39	21	440	336	171	165
Enel Green Power Hellas	656	687	112	109	768	796	640	672	109	166	749	838	19	(42)
Matimba project companies	2,209	1,583	388	320	2,597	1,903	2,305	1,599	128	113	2,433	1,712	164	191
Ewiva Srl	40	40	32	39	72	79	-	-	-	-	-	-	72	79
関連会社														
CESI	179	179	95	13	274	192	19	20	154	73	173	93	101	99

百万ユーロ	収益合計		税引前利益／(損失)		継続事業からの利益／(損失)	
	2024年	2023年	**2024年**	2023年	**2024年**	2023年
ジョイント・ベンチャー						
Gridspertise Srl	410	445	15	25	12	17
Mooney Group SpA	410	435	(63)	(70)	(63)	(70)
Enel Green Power Australia	70	37	(26)	(28)	(27)	(28)
Enel Green Power Hellas	142	127	55	25	49	17
Matimba project companies	133	148	(23)	(8)	(14)	(2)
Ewiva Srl	-	-	(8)	(6)	(8)	(6)
関連会社						
CESI	181	164	3	(5)	2	(5)

前へ　次へ

注記25.デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
デリバティブ金融資産	2,003	2,383	3,512	6,407
デリバティブ金融負債	2,915	3,373	3,584	6,461

ヘッジ手段の要件を満たし、かつFVTPLで測定されるデリバティブの詳細については、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記26.流動／非流動契約資産／(負債)

百万ユーロ	非流動		流動	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
契約資産	523	444	193	212
契約負債	5,682	5,743	2,448	2,126

顧客との契約に由来する非流動資産（契約資産）は、主に、IFRIC第12号に従って認識された、官から民へのサービス委譲契約を指す（483百万ユーロ）。このような事例は、委譲契約の保有者が付与権者から資産認識についての完全な権利を得ていない場合に生じる。

流動契約資産は主に、請求予定の仕掛工事契約（136百万ユーロ）に関するもので、支払いは履行義務の履行を条件とする。

非流動契約負債の2024年12月31日時点の価値は、主に配電網セグメントに起因し、スペイン（2,872百万ユーロ）及びイタリア（2,810百万ユーロ）における新規顧客の接続による収益によるものである。

流動負債には、主にイタリアとスペインで計上された、12か月以内に期限が到来する送電網への接続収入に関連する1,797百万ユーロの契約上の負債、及び建設中の工事契約に関連する負債（520百万ユーロ）が主に含まれる。

IFRS第15号で要請されている期間帯ごとの契約債務の純損益への戻入は、以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
1年以内	2,448	2,126
2年以内	769	568
3年以内	534	567
4年以内	532	565
5年以内	530	564
5年超	3,317	3,479
合計	**8,130**	**7,869**

注記27.その他の非流動金融資産 - 7,607ユーロ百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
公正価値で測定されるその他の会社への持分投資	595	346	249	72.0%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産（注記27.1参照）	2,676	3,837	(1,161)	-30.3%
サービス委譲契約	4,192	4,391	(199)	-4.5%
共同開発契約（JDA）に関する金融資産	107	133	(26)	-19.5%
非流動金融前払金	37	43	(6)	-14.0%
合計	**7,607**	**8,750**	**(1,143)**	**-13.1%**

「その他の非流動金融資産」の減少は主に以下の要因による。

- 正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産の減少（注記27.1参照）
- 為替相場の低下による、主にブラジル企業が保有するサービス委譲契約に関する金融資産の減少
- 当グループの複数のイタリアの再生可能エネルギー企業が再生可能エネルギー発電プロジェクト開発のために開発業者に支払った金額に関連する共同開発契約（JDA）に関する金融資産の減少

これらのマイナスの影響の一部は、主に以下の要因によるその他の会社への株主持分投資の増加によって相殺された。

- 子会社e-distribuzioneを通じてA2AにDuereti株式90%を売却したことに伴い、Duereti に対する10%の持分を137百万ユーロで認識したこと
- Enel X InternationalのZacapa Topco Sàrlに対する投資の価値が90百万ユーロ増加したこと

公正価値で測定されるその他の会社への株主持分投資の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	保有割合 (%)	2023年12月31日現在	保有割合 (%)	増減
Zacapa Topco Sàrl	377	19.5%	287	19.5%	90
Duereti	137	10.0%	-	-	137
European Energy Exchange AG	42	2.4%	22	2.4%	20
Hubject GmbH	8	12.5%	11	12.5%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11.1%	8	11.1%	1
Termoeléctrica José de San Martín SA	5	3.0%	3	5.6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	5	3.4%	2	6.2%	3
その他	12		13		(1)
合計	**595**		**346**		**249**

27.1 正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産 - 2,676百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
有価証券	575	505	70	13.9%
その他の金融資産	2,101	3,332	(1,231)	-36.9%
合計	**2,676**	**3,837**	**(1,161)**	**-30.3%**

「有価証券」には主に、Enel Reinsuranceが流動資産の一部を投資しているFVOCIで測定される金融商品が含まれる。

「その他の金融資産」の減少は、主に長期金融資産（1,278百万ユーロ）の減少によるもので、中でも以下の要因に起因する。

- Enel ProduzioneがSlovenské elektrárneに関して保有する金融資産（289百万ユーロ）及びEnel Finance InternationalがSPHに関して保有する金融資産（769百万ユーロ）を、Enel ProduzioneとEPHとの間で締結された契約に基づき、「1年内返済予定の長期金融債権」に再分類したこと。当該契約は、Enel Produzioneが保有するSPHの残余株式に対するEPHによる早期コール・オプションの行使について規定し、また、グループ各社がSlovenské elektrárneに融資したローン及び実際の返済日に未払いとなっている未収利息は、遅くとも2025年上半期に予定されている取引完了時に返済されるものと定めている。
- Enel Produzioneが2016年に行ったSPH株式のEPHへの第1トランシェ（2023年12月31日時点で39百万ユーロ）に関連するEPHに対する金融資産の価値をゼロに調整したこと。これは、契約に規定される、全株式の売却の総対価（150百万ユーロ相当）が既に支払われていることによる。

この影響の一部は、スペインの電力システムの赤字に関連する金融資産の増加（105百万ユーロ）によって相殺された。

注記28.その他の流動金融資産 - 4,854百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
正味金融債務に含まれる流動金融資産（注記28.1参照）	4,668	4,148	520	12.5%
その他	186	181	5	2.8%
合計	**4,854**	**4,329**	**525**	**12.1%**

「その他の流動金融資産」の増加は主に、注記28.1に詳述されているように、正味金融債務に含まれる流動金融資産の増加を反映している。「その他」には主に、金融未収収益、JDAの金融資産及び委譲契約の1年以内回収又は返済予定分が含まれる。

28.1正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産 - 4,668百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
1年以内回収予定の長期貸付資産	2,174	1,007	1,167	-
有価証券	138	81	57	70.4%
デリバティブ取引に係る現金担保及びその他の金融資産	1,982	2,899	(917)	-31.6%
その他	374	161	213	-
合計	**4,668**	**4,148**	**520**	**12.5%**

この項目の変動は、主に1年内回収予定の長期金融資産の増加（1,167百万ユーロ）によるものであり、この主な要因は、注記27.1で既に述べたEnel ProduzioneとEPHの合意の後、Enel ProduzioneがSlovenské elektrárne（289百万ユーロ）に対して、Enel Finance InternationalがSPH（769百万ユーロ）に対して、それぞれ保有する金融資産を再分類したことである。
この影響の一部は、デリバティブ取引のカウンターパーティに支払った現金担保の減少により相殺された。

注記29.その他の非流動資産 - 1,937百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
市場運営機関への預け金	391	331	60	18.1%
人事プログラムの純資産	72	42	30	71.4%
12か月超の税金資産	1,114	1,487	(373)	-25.1%
12か月超の営業保証金	282	306	(24)	-7.8%
その他	78	83	(5)	-6.0%
合計	**1,937**	**2,249**	**(312)**	**-13.9%**

「市場運営機関への預け金」は、主にスペインにおける配電事業に関して、2023年に比較して60百万ユーロ増加した。

「12か月超の税金資産」は373百万ユーロ減少したが、これは主に、ラテンアメリカにおける為替レートの変動（158百万ユーロ）、主に「Ecosismabonus」に関連するイタリアの税金資産の減少（116百万ユーロ）、及びチリの税金資産の減少（94百万ユーロ）によるもので、基本的には税額控除の短期的な回収可能性に起因する再分類が反映されている。

注記30.その他の流動資産 - 3,891百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
市場運営機関への預け金	904	1,161	(257)	-22.1%
サプライヤーへの前渡金	356	311	45	14.5%
従業員に対する債権	22	28	(6)	-21.4%
環境証書のために受領する予定の非金銭的補助(1)	10	24	(14)	-58.3%
その他の債権	1,056	1,068	(12)	-1.1%
各種税金資産	1,272	1,311	(39)	-3.0%
当期未収収益及び前払金	271	196	75	38.3%
合計	**3,891**	**4,099**	**(208)**	**-5.1%**

(1) 注記56「環境プログラム」を参照のこと。

その他の流動資産が減少した主な要因は、市場運営機関への預け金の減少である。これは主にe-distribuzione及びServizio Elettrico Nazionaleが保有するエネルギー・環境サービス基金に関するイタリアでの未収金の減少による。

注記31.棚卸資産 - 3,643百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
原材料、補助材料、消耗品:				
- 燃料	1,335	1,598	(263)	-16.5%
- 原材料、工具及びその他の棚卸資産	2,013	2,000	13	0.7%
合計	**3,348**	**3,598**	**(250)**	-6.9%
環境証書:				
- CO_2排出枠	57	514	(457)	-88.9%
- 原産地保証	72	39	33	84.6%
- エネルギー効率証書	4	-	4	-
- その他の環境証書	6	6	-	
合計	**139**	**559**	**(420)**	-75.1%
売却目的保有建物	43	45	(2)	-4.4%
口座振替	113	88	25	28.4%
合計	**3,643**	**4,290**	**(647)**	**-15.1%**

原材料及び補助材料、消耗品は、発電所及び配電網の運転、維持、建設に使用される材料及び機器、並びに当社の発電及び取引活動に必要な燃料在庫で構成される。
2024年における在庫全般の減少(647百万ユーロ)は、主にイタリアにおける燃料在庫の減少、及びイタリアにおいて当該期間に関連するコンプライアンス義務に主に使用されたCO_2排出枠の減少に起因する。

注記32.営業債権 - 15,941百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
顧客:				
- 売電及び送電	10,263	11,133	(870)	-7.8%
- ガスの配給及び販売	1,491	2,811	(1,320)	-47.0%
- その他の資産	4,008	3,646	362	9.9%
顧客に対する債権の合計	**15,762**	**17,590**	**(1,828)**	**-10.4%**
関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する債権	179	183	(4)	-2.2%
合計	**15,941**	**17,773**	**(1,832)**	**-10.3%**

顧客に対する営業債権は、損失引当金控除後で認識され、その総額は前年末の残高3,775百万ユーロに対し、当年末は3,763百万ユーロとなった。
具体的には、2024年の減少額1,832百万ユーロは、同年に認識された電力及びガスの販売・輸送に関する債権の減少に起因する。
減少がみられたのは、主にイタリア(1,424百万ユーロ)、スペイン(576百万ユーロ)、ブラジル(348百万ユーロ)だが、その一部は、チリ(204百万ユーロ)とアルゼンチン(169百万ユーロ)における増加により相殺された。

営業債権の詳細については、注記46「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

注記33.現金及び現金同等物 - 8,051百万ユーロ

現金及び現金同等物は1,250百万ユーロ増加した。増加した主な国はチリ及びイタリアだったが、スペインでの減少により一部相殺された。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**	
銀行及び郵便貯金	4,762	4,664	98	2.1%
手許現金及び現金同等物	33	23	10	43.5%
その他の流動投資	3,256	2,114	1,142	54.0%
合計	**8,051**	**6,801**	**1,250**	**18.4%**

前へ　次へ

注記34.売却目的保有に分類される処分グループに含まれる資産及び負債 - 415百万ユーロ及び150百万ユーロ

2024年の売却目的保有資産の増減内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ		流動資産及び非流動資産への振替	流動資産及び非流動資産からの振替	処分及び連結範囲の変動	減損／（戻入）	為替換算差額	投資	その他の変動	
	2023年12月31日現在								2024年12月31日現在
有形固定資産	3,708	(694)	599	(3,462)	(60)	-	189	(50)	230
投資不動産	-	-	37	-	-	-	-	-	37
無形資産	715	(6)	8	(695)	-	(7)	-	(8)	7
のれん	572	-	40	(543)	(40)	(4)	-	-	25
繰延税金資産	196	(44)	13	(158)	-	-	-	(7)	-
持分法適用投資	1	-	59	(11)	-	1	-	-	50
非流動金融資産及び有価証券	-	-	8	(7)	-	-	-	-	1
その他の非流動資産	35	-	1	(31)	-	1	-	1	7
棚卸資産	127	(47)	10	(121)	(1)	-	-	47	15
営業債権	210	(2)	7	(255)	(1)	(1)	-	50	8
税金債権	39	(8)	1	(66)	-	1	-	42	9
流動金融資産及び有価証券	1	(1)	7	(1)	-	-	-	1	7
その他の流動資産	54	(10)	2	(25)	-	-	-	(8)	13
現金及び現金同等物	261	(38)	7	(119)	-	2	-	(107)	6
合計	**5,919**	**(850)**	**799**	**(5,494)**	**(102)**	**(7)**	**189**	**(39)**	**415**

前へ　次へ

負債の推移内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ		流動負債及び非流動負債への振替	流動負債及び非流動負債からの振替	処分及び連結範囲の変動	為替換算差額	その他の変動	
	2023年12月31日現在						2024年12月31日現在
長期借入金	730	(215)	19	(469)	2	(58)	9
退職後給付及びその他の従業員給付	5	-	1	(6)	-	-	-
リスク及び費用に係る引当金 - 非流動部分	36	(10)	7	(31)	1	4	7
繰延税金負債	505	-	2	(492)	-	13	28
非流動契約負債	-	-	2	(2)	-	-	-
その他の非流動金融負債	10	(6)	-	-	-	(4)	-
その他の非流動負債	54	(34)	4	(20)	-	(4)	-
短期借入金	276	-	-	(349)	2	134	63
1年内返済予定の長期借入金	145	-	4	(143)	(2)	(1)	3
リスク及び費用に係る引当金繰入額(1年以内)	9	-	4	(14)	(1)	2	-
営業債務	337	(57)	8	(171)	(1)	(104)	12
未払法人所得税	56	-	-	(72)	1	22	7
その他の流動金融負債	9	(1)	-	(10)	-	2	-
その他の流動負債	144	(9)	50	(162)	(1)	(1)	21
合計	**2,316**	**(332)**	**101**	**(1,941)**	**1**	5	**150**

当該項目には、基本的に、正味帳簿価額として把握される取得原価と見積実現可能価額のいずれか低い金額で測定される資産が含まれ、経営上の決定により、当該項目に分類するための「IFRS第5号-売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要件を満たす。

2024年12月31日現在の売却目的保有資産及び関連負債の残高は、それぞれ415百万ユーロ及び150百万ユーロであり、主に以下が含まれる。

- **インド：インドの複数の州の約**2.5GW**のプロジェクト・パイプラインのため、**Enel Green Power India (**太陽光発電及び風力発電プロジェクトを含む純設備容量約**640MW) **の売却契約を締結**
- **スペイン：パルマ・デ・マヨルカにある**Gas y Electricidad Generación SAU**の旧本社に隣接する土地について、**Edistribución Redes Digitales SLU**が**2024**年**12**月**30**日に売却契約を締結**
- **コロンビア：建設中のウィンドペシ風力発電所は、現在進行中の交渉に基づき、**IFRS**第**5**号の要件を満たしている。**
- **ペルー：**Enel Generación Piura

なお、Enel Produzione SpAとEPHの間で締結された、EPHによる早期コール・オプションの行使に関する契約に基づき、Slovenské elektrárneはIFRS第5号の要件を充足するため、売却目的保有資産に分類された。再分類後、この投資は完全に評価損を計上した。

従前は売却目的保有に分類されていた複数の会社が、2024年に売却された。その中で特筆すべきものは以下のとおりである。

- 2024年上半期に、米国の再生可能エネルギー資産ポートフォリオ（150MWの稼働中の地熱発電所及び太陽光発電所）に関する資産の売却が完了。
- Enel Generación Perú SAA及びCompañía Energética Veracruz SAC（発電施設所有者）に対する全出資持分の売却が、2024年上半期に完了。また、Enel Distribución Perú SAA及びEnel X Perú SAC（配電・供給及び高度エネルギーサービスの運営）に対する全出資持分の売却も2024年上半期に完了。

上記の取引による財務上の影響については、「期中の主な取得及び処分」の項を参照のこと。

なお、2024年6月以降、3SUNに関連する純資産は売却目的保有資産に分類されておらず、「使用目的保有」の資産及び負債に振替えられた。これらは従前の分類についてのIFRS第5号における要件を満たさなくなったため、売却の可能性が高いともはや経営陣は考えていない。

注記35.株主持分 - 49,171百万ユーロ

35.1親会社株主に帰属する持分 - 33,731百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
資本金	**10,167**	**10,167**	**-**
自己株式準備金	**(78)**	**(59)**	**(19)**
その他の準備金	**5,651**	**6,551**	**(900)**
資本剰余金	7,496	7,496	-
資本性金融商品準備金-永久ハイブリッド債	7,145	6,553	592
法定準備金	2,034	2,034	-
その他の準備金	2,363	2,341	22
為替換算準備金	(6,352)	(5,289)	(1,063)
ヘッジ準備金	(2,228)	(1,393)	(835)
ヘッジ費用準備金	182	(38)	220
FVOCIで測定される金融商品の準備金	132	10	122
持分法適用投資から生じた準備金	(404)	(375)	(29)
数理計算上の準備金	(1,092)	(1,185)	93
支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金	(2,405)	(2,390)	(15)
非支配株主持分の取得から生じた準備金	(1,220)	(1,213)	(7)
利益剰余金	**17,991**	**15,096**	**2,895**
親会社株主に帰属する持分	**33,731**	**31,755**	**1,976**

株式資本 - 10,167百万ユーロ

2024年12月31日現在、エネル・エスピーエーの全額払込済み株式資本は101億6,667万9,946ユーロであり、額面1ユーロの普通株式が同数含まれている。エネル・エスピーエーの株式資本は2023年12月31日時点の報告額から変更されていない。
2024年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付政令第58号第120条に基づきCONSOBに提出され親会社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の株式資本の3%を超える持分を有する株主は、経済財務省（持株比率23.585%）及びブラックロック・インク（資産運用目的で保有する持株比率5.023%）であった。

自己株式準備金 - (78)百万ユーロ
2024年12月31日現在、自己株式は額面1.00ユーロのエネル・エスピーエーの普通株式12,079,670株（2023年12月31日現在9,262,330株）に相当し、公認の仲介業者を通じて総額78百万ユーロで購入された。

その他の準備金 - 5,651百万ユーロ
資本剰余金 - 7,496百万ユーロ
イタリア民法第2431条に従い、株式プレミアム準備金には、額面以上の価格で株式が発行された場合、株式の発行価格と額面金額との差額（社債からの転換によるものを含む）が含まれる。資本準備金である準備金は、法定準備金がイタリア民法典第2430条に基づき設定された閾値に達するまで分配することはできない。

資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債 - 7,145 百万ユーロ
当該準備金は、海外投資家向けのユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の取引費用控除後の名目価値を報告するものである。
準備金の592百万ユーロの変動は、取引費用控除後で889百万ユーロの新規社債発行を反映したもので、取引費用を含む297百万ユーロの旧社債の買戻し及びその後の消却により一部相殺された。
2024年には、246百万ユーロの利息が永久ハイブリッド債の保有者に支払われた。

法定準備金 - 2,034百万ユーロ
法定準備金は、イタリア民法典第2430条に基づき、配当として分配することができない純利益の一部を配分するものである。

その他の準備金 - 2,363百万ユーロ
これらには、エネルが公的事業体から株式会社に移行した際に実施された価値調整の残りの部分に関連する2,215百万ユーロが含まれる。
統一所得税法第47条に基づき、この金額は分配時に課税所得を構成しない。

換算準備金 - (6,352) 百万ユーロ
当期中の1,063百万ユーロの減少の主因は、主にラテンアメリカの海外子会社が使用する機能通貨がユーロ (親会社の表示通貨) に対して下落したこと、及びペルーの発電・配電会社の売却に伴う連結範囲の変更である。

ヘッジ準備金 - (2,228) 百万ユーロ
これには、ヘッジ・デリバティブの測定により資本に認識された費用 (純額) が含まれる。当期の変動は主に、Enel Finance International が、外貨建貸付金の期末為替レートの調整が損益計算書に与える影響の緩和のため、引当金を取崩したことによる。

ヘッジ費用準備金 - 182百万ユーロ
IFRS第9号の適用により、この準備金には通貨ベーシス・ポイント及びフォワード・ポイントの公正価値損益が含まれる。2024年度の変動は主に、Enel Finance Internationalの為替ヘッジ・デリバティブの公正価値の増加に起因する。

FVOCIで測定される金融商品の準備金 -132百万ユーロ
これには金融資産に係る正味未実現公正価値評価損が含まれる。2024年の変動は主に、Enel X Internationalが保有するZacapa Topco Sàrlの持分の価値調整によるものである。

持分法による投資準備金 - (404) 百万ユーロ
当該準備金は、持分法で直接認識される包括利益の持分相当額を報告するものである。2024年の変動は主にオーストラリアのヘッジ準備金の変動に起因する。

数理計算上の準備金 - (1,092) 百万ユーロ
当該準備金には、税効果控除後の従業員給付債務に係る数理計算上の利得及び損失の差異が含まれる。

支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金 - (2,405) 百万ユーロ
当該項目は主として以下の項目を報告する。

- Enel Green Power株式の公募に係る、処分関連費用及び関連課税費用控除後の利得の計上
- Enersis (現Enel Américas及びEnel Chile) の増資の結果として認識された非支配持分の売却
- Endesaの21.92%の株式公募による、売却に関連する費用と関連税金を差し引いたキャピタル・ロス
- Enel Green Power North America Renewable Energy Partnersの非支配持分の第三者への処分
- Endesa AméricasとChilectra AméricasのEnel Américasへの合併の影響
- Enel Green Power Canadaが保有するPincher Creek LPと Riverview LPの株式49%の処分の影響
- バッテリーエネルギー貯蔵システム (BESS) 事業者であり、複数の開放サイクルガスタービン発電所 (OCGT) を所有するEnel Libra Flexsys Srlの株式49%の処分の影響
- Endesaが保有するEnel Green Power España Solar 1 SLUの株式49.99%の処分の影響

非支配持分の取得による積立金 - (1,220) **百万ユーロ**

当該準備金は主に、ラテンアメリカで既に支配している会社の追加的な持分を第三者から取得した後に取得した持分の帳簿価額に対する取得価格の超過額を含む。

利益剰余金 - 17,991**百万ユーロ**

この準備金は、他の準備金に分配又は配分されていない過年度の利益を報告するものである。

前へ　　次へ

以下の表は、非支配株主持分及び関連する税効果を含め、その他の包括利益における直接認識された利得及び損失の増減を示している。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			増減					2024年12月31日現在		
	合計	**うち親会社株主**	**うち非支配株主持分**	**当期に資本に認識された利益／損失**	**純損益に計上**	**税金**	**合計**	**うち親会社株主**	**うち非支配株主持分**	**合計**	**うち親会社株主**	**うち非支配株主持分**
為替換算準備金	**(11,404)**	(5,839)	(5,565)	(1,853)	-	-	**(1,853)**	(1,297)	(556)	**(13,257)**	(7,136)	(6,121)
ヘッジ準備金	**(1,945)**	(1,462)	(483)	(804)	(33)	209	**(628)**	(850)	222	**(2,573)**	(2,312)	(261)
ヘッジ費用準備金	**(62)**	(48)	(14)	296	(1)	(70)	**225**	226	(1)	**163**	178	(15)
FVOCIで測定される金融商品の準備金	**(22)**	(17)	(5)	18	(2)	(2)	**14**	14	-	**(8)**	(3)	(5)
持分法適用会社のOCI比率	**(488)**	(504)	16	(41)	-	6	**(35)**	(35)	-	**(523)**	(539)	16
その他の会社に対する持分投資の測定による準備金	**(16)**	(16)	-	109	-	-	**109**	108	1	**93**	92	1
数理計算上の準備金	**(1,625)**	(1,136)	(489)	177	-	(50)	**127**	93	34	**(1,498)**	(1,043)	(455)
資本に認識された利益(損失)合計	**(15,562)**	**(9,022)**	**(6,540)**	**(2,098)**	**(36)**	**93**	**(2,041)**	**(1,741)**	**(300)**	**(17,603)**	**(10,763)**	**(6,840)**

前へ　次へ

35.2 配当金

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2023年度の支払配当金		-
2022年配当	4,064	0.40
2023年中間配当(1)	-	-
特別配当金	-	-
2023年の配当総額	**4,064**	**0.40**
2024年度の支払配当金		-
2023年配当	4,367	0.43
2024年中間配当(2)	-	-
特別配当金	-	-
2024年の配当総額	**4,367**	**0.43**

(1) 2023年11月7日に取締役会で承認され、2024年1月24日から支払われる（1株当たり0.215ユーロの中間配当、総額2,186百万ユーロ）。
(2) 2024年11月6日に取締役会で承認され、2025年1月22日から支払われる（1株当たり0.215ユーロの中間配当、総額2,186百万ユーロ）。

配当金は、それぞれの「基準日」における自己株式による金額を控除して表示している。これらの株式は回収が放棄され、「利益剰余金」に割り当てられた。

2024年度の配当金は1株当たり0.47ユーロ、総額4,778百万ユーロ（うち1株当たり0.215ユーロ、総額2,186百万ユーロは既に中間配当として支払い済み）。2025年5月22日の株主総会に一括提案される。

ただし、2024年の中間配当金に関する株主への債務は考慮されていない。中間配当金は、2024年11月6日の取締役会で2,186百万ユーロを上限として承認され、2025年1月22日から、2025年1月21日の基準日現在で保有する自己株式12,079,670株に係る部分を控除して支払われた。

また2024年には、永久ハイブリッド債の保有者に246百万ユーロの利息を支払った。

資本管理

当グループは、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当グループは、株主のために満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付を維持することで、外部の資金調達源へのアクセスの確保を目指している。

この観点から、当グループは資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整する。2024年には、目的、方針、プロセスに実質的な変更はなかった。

この目的のため、当グループは、自己資本に対する負債水準の動向を常に監視している。2024年及び2023年の12月31日現在の状況は、以下の表に要約される。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
非流動金融債務	60,064	61,093	(1,029)
正味流動財務状態	(1,621)	2,907	(4,528)
非流動金融資産及び長期有価証券	(2,676)	(3,837)	1,161
正味金融債務	**55,767**	**60,163**	**(4,396)**
親会社株主に帰属する持分	33,731	31,755	1,976
非支配株主持分	15,440	13,354	2,086
株主持分	**49,171**	**45,109**	**4,062**
負債資本倍率	**1.13**	**1.33**	**(0.20)**

財務レバレッジを示す負債資本倍率の低下は、基本的に資本の増加によるものであり、これは、当期利益及び支配の喪失を伴わない売却に伴う非支配株主持分の増加の結果として生じた。ただし、増加の一部は、配当金支払い、及び主に当期中の持分売却を反映した正味金融債務の減少により相殺された。

表中の各項目の内訳は注45を参照のこと。

35.3非支配株主持分 - 15,440百万ユーロ

以下の表は、地理的地域別の非支配株主持分の構成を示している。

百万ユーロ	非支配株主持分		非支配株主持分に帰属する当期利益	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
イタリア	1,092	-	10	-
イベリア	6,517	5,470	534	192
ラテンアメリカ	7,587	7,665	652	666
欧州	1	-	-	3
北米	124	151	9	(39)
アフリカ、アジア及びオセアニア	119	68	8	7
合計	**15,440**	**13,354**	**1,213**	**829**

非支配株主持分の変動の主な要因は、Enel Libra Flexsys Srl**の株式**49%**の**Sosteneo Energy Transition 1**に対する売却、**Enel Green Power España Solar 1 SLU**の株式**49.99%**の**Masdar**に対する売却、及び当期の業績であるが、その一部は、配当金支払い及びペルーの発電・配電会社の処分により相殺された。**

重要な非支配株主持分を有する子会社に関するIFRS**第**12**号に基づき求められる財務開示は以下のとおりである。**

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
子会社						
Enel Américas	26,771	27,578	5,954	8,459	32,725	36,037
Enel Chile	10,858	10,810	1,939	1,722	12,797	12,532
Endesa	42,964	43,701	3,930	4,033	46,894	47,734

百万ユーロ	非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分		親会社株主に帰属する持分		非支配株主持分	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
子会社												
Enel Américas	9,292	10,466	5,654	7,314	14,946	17,780	17,779	18,257	12,627	12,936	5,152	5,321
Enel Chile	3,637	3,706	2,843	2,730	6,480	6,436	6,317	6,096	3,881	3,753	2,436	2,343
Endesa	15,818	16,018	7,683	10,045	23,501	26,063	23,393	21,671	16,876	16,202	6,517	5,469

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの利益		親会社株主帰属利益		非支配株主帰属利益	
	2024年	**2023年**	**2024年**	**2023年**	**2024年**	**2023年**	**2024年**	**2023年**	**2024年**	**2023年**
子会社										
Enel Américas	15,202	13,400	3,108	1,639	2,056	877	1,495	504	561	373
Enel Chile	3,852	4,678	214	996	182	748	90	456	92	292
Endesa	21,315	25,423	2,430	839	1,773	595	1,238	402	535	193

前へ　次へ

注記36.借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
長期借入金	60,000	61,085	7,439	9,086
短期借入金	-	-	3,645	4,769
合計	**60,000**	**61,085**	**11,084**	**13,855**

借入金の内容に関する詳細については、注記46.2**「カテゴリー別金融負債」を参照のこと。**

注記37.従業員給付 - 1,614百万ユーロ

当グループは従業員に対し、繰延報酬手当、年齢制限又は老齢年金の受給資格に達した場合の追加支給月数、勤続年数を達成した場合のロイヤルティ賞与、付加的な退職金制度及び医療制度、家庭用電気料金の割引や同様の手当等、様々な福利厚生を提供している。より具体的には、

- **イタリアの場合、「年金給付」の項目は、退職した役員の付加的退職制度に基づく給付、及び雇用関係が終了した時点で法律又は契約に基づき職員に給付される給付をカバーするために発生する見積額に関するものである。外国企業については、退職後給付に関する項目であり、最も重要なのはスペインの**Endesa**の年金制度である。当該制度は、従業員の勤続年数及び企業に基づき**3**タイプに分かれている。一般的に、**2000**年**10**月**25**日の枠組み合意に基づき、従業員は特定の確定拠出年金制度に加入し、在職中の従業員の障害又は死亡の場合には、適切な保険契約でカバーされる確定給付制度に加入する。これに加えて、当グループは、(i) 先に述べた枠組み協約で導入された変更前の電力業界団体協約の対象となる**Endesa**の現従業員及び退職従業員、及び (ii) 過去に合併したカタルーニャ企業 (Fecsa／Enher／HidroEmpordà) の従業員を対象とする、**2**つの限定加入制度を有している。いずれも確定給付型制度であり、給付は全額保険で賄われるが、前者の制度は退職した従業員が死亡した場合の給付を例外としている。最後に、ブラジル企業も確定給付制度を設けている。**
- **「電力割引」の項目には、特に外国企業に関連する電力供給に関する特典が含まれている。**
- **「健康保険」は、在職者又は退職者に対する医療費給付をいう。**
- **「その他の給付」は、主にロイヤルティ賞与に関するもので、様々な国で採用されており、イタリアにおいては、電力労働者国家団体交渉合意の対象となる従業員に対し、達成勤続年数 (25年及び35年の勤務) に応じた賞与の給付に関する債務の見積額を表している。これには、一定の会社の管理者に特定の条件に基づく金銭的賞与で報償を供与する、他のインセンティブ制度も含まれている。**

以下の表は、2024**年**12**月**31**日及び**2023**年**12**月**31**日現在の退職後給付及びその他の長期従業員給付の確定給付債務の増減、並びに当該債務及び数理計算上の債務の調整を示している。**

百万ユーロ	2024年度					2023年度				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減										
過年度の数理計算上の債務の増減	**6**	**1**	**(2)**	**(3)**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
期首現在の数理計算上の債務	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**
当期の勤務費用	9	1	4	4	18	9	1	3	(1)	12
利息費用	318	7	9	6	340	336	8	9	4	357
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	(3)	-	-	-	(3)	-	-	-	2	2
財務上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)	224	8	6	3	241
経験に基づく調整	283	17	(6)	(6)	288	(43)	(12)	6	1	(48)
過去勤務費用	4	-	-	-	4	-	-	-	-	-
精算による(利得)／損失	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
為替換算差額	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)	145	1	4	(4)	146
給付支払額	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)
その他の変動	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	-
貸借対照表資産への振替	30	-	-	-	30	41	-	-	-	41
連結範囲の変更／売却目的保有に分類された負債	2	-	-	-	2	1	-	-	(4)	(3)
期末現在の数理計算上の債務 (A)	**3,191**	**213**	**151**	**86**	**3,641**	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**
年金資産の増減										
期首現在の年金資産の公正価値	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**
受取利息	204	-	-	-	204	200	-	-	-	200
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	66	-	-	-	66	(52)	-	-	-	(52)
為替換算差額	(332)	-	-	-	(332)	89	-	-	-	89
雇用主拠出	483	13	14	11	521	331	14	14	11	370
給付支払額	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)
その他の支払い	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
期末現在の年金資産の公正価値 (B)	**2,155**	**-**	**-**	**-**	**2,155**	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**
アセット・シーリングの効果										
期首現在のアセット・シーリング	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
受取利息	4	-	-	-	4	6	-	-	-	6
アセット・シーリングの変動	99	-	-	-	99	(26)	-	-	-	(26)
為替換算差額	(15)	-	-	-	(15)	3	-	-	-	3
期末現在のアセット・シーリング (C)	128	-	-	-	128	40	-	-	-	40
財政状態計算書上の正味負債 (A-B+C)	**1,164**	**213**	**151**	**86**	**1,614**	**1,826**	**216**	**176**	**102**	**2,320**

認識された負債は1,614百万ユーロとなり、2023年比で706百万ユーロ減少した。これは主に、財務上の仮定の変動及び金利が不利に推移したことを反映して認識された減損損失による。通常の年次変動に加え、スペインのEndesa Group企業の制度の数理計算上の測定が、同社が負う債務に関して剰余になったことから、貸借対照表の特定の資産項目に振替えられた。

期末時点で認識される負債は、制度下にある資産の公正価値(2024年12月31日現在で2,155百万ユーロ)を控除したものである。

以下の表は当期の純損益の主な変動を示している。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
純損益に計上された(利得)／損失		
勤務費用及び過去勤務費用	22	17
純支払利息	140	163
精算による(利得)／損失	2	-
その他の長期給付に係る数理計算上の(利得)／損失	-	(5)
その他の変動	(7)	5
合計	**157**	**180**

純損益に認識された費用の変動は23百万ユーロで、主に純支払利息の減少を反映している。

以下の表は、期中に認識されたその他の包括利益(OCI)の変動を示している。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
その他の包括利益(利益)／損失の変動		
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	(66)	52
確定給付制度に係る数理計算上の(利得)／損失	(213)	190
受取利息に含まれる金額を除くアセット・シーリングの変動	99	(26)
その他の変動	3	1
合計	**(177)**	**217**

「確定給付制度に係る数理計算上の(利得)／損失」は、前述の財務上の仮定の変動により、2023年と比べて減少した。

当該資産は全てスペイン及びブラジルに所在しており、その内訳は以下のとおりである。

%	2024年度	2023年度
活発な市場における相場価格のある投資		
資本性金融商品	4	4
確定利付証券	76	73
投資不動産	2	3
その他	14	20
相場価格のない投資		
保険会社引受保有資産	-	-
その他	4	-
合計	**100**	**100**

従業員給付に関する負債及び年金資産の計算に使用された主な年金数理前提条件は以下の通りである。

	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国
	2024年度				2023年度			
割引率	2.75%-3.20%	3.04%-3.50%	5.10%-12.95%	6.75%-6.80%	3.30%-3.40%	3.14%-3.47%	5.31%-10.09%	0.072
インフレ率	2.00%	2.09%	3.00%-5.17%		2.30%	2.57%	3.00%-7.58%	
昇給率	2.00%-4.00%	1.59%	3.80%-5.55%	13%-10%	2.30%-4.30%	2.57%	4.55%-10.00%	0.1
医療費上昇率	3.00%	4.18%	7.63%-10.00%		3.30%	4.77%	7.63%-10.00%	
年金資産期待収益率	-	3.30%-3.47%	5.10%-12.95%		-	3.22%-3.31%	9.99%-10.09%	

確定給付制度債務の見積りに使用される数理計算上の仮定において、年末時点で合理的に可能な変動が確定給付制度債務に及ぼす影響を示す感度分析の結果は以下の表のとおりである。

	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付
	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
割引率0.5%減少	(5)	11	8	(3)	147	8	5	(6)
割引率0.5%増加	(88)	(13)	(8)	(9)	(188)	(14)	(9)	(12)
インフレ率0.5%増加	(56)	(2)	(9)	(8)	(49)	(4)	(9)	(12)
インフレ率0.5%減少	(36)	(2)	5	(3)	(30)	(4)	5	(6)
報酬0.5%増加	(137)	(2)	(2)	(3)	(28)	(4)	(19)	18
現在の年金支給額0.5% 増加	(56)	(2)	(2)	(6)	(28)	(4)	(19)	11
医療費1%増加	-	-	17	-	-	-	(164)	-
在職及び退職従業員の平均寿命1年増加	(297)	3	(1)	(6)	16	2	(15)	12

感度分析は、個々の数理計算上の仮定の合理的な変化が確定給付債務に及ぼす影響を外挿するアプローチを用いており、その他の仮定は変更されていない。

次年度に確定給付型年金に拠出される予定の拠出金は203百万ユーロである。

以下の表は、確定給付制度における今後数年間の予想給付額を示している。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
1年以内	351	447
1～2年	308	407
2～5年	921	1,120
5年超	1,716	1,739

注記38.引当金繰入額 – 7,834百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
訴訟、リスク及びその他の費用に係る引当金						
- 原子炉の廃炉	688	-	688	571	-	571
- 施設の廃止、撤去及び原状回復	2,447	270	2,717	2,517	160	2,677
- 訴訟	643	53	696	663	39	702
- 環境証書	-	200	200	-	250	250
- 税金及び関税	234	18	252	295	19	314
- 保険	457	132	589	366	129	495
- その他	1,134	324	1,458	687	296	983
合計	**5,603**	**997**	**6,600**	**5,099**	**893**	**5,992**
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	130	90	220	154	128	282
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	768	246	1,014	765	273	1,038
合計	**6,501**	**1,333**	**7,834**	**6,018**	**1,294**	**7,312**

百万ユーロ		発生	戻入	利用	割引	施設廃止及び原状回復引当金	為替換算差額	その他の変動	売却目的で保有する処分グループに含まれる負債の再分類	
	2023年12月31日現在									2024年12月31日現在
訴訟、リスク及びその他の費用に係る引当金										
- 原子炉の廃炉	571	-	-	-	17	99	-	1	-	688
- 施設の廃止、撤去及び原状回復	2,677	57	(33)	(151)	76	100	(4)	-	(5)	2,717
- 訴訟	702	236	(100)	(123)	55	-	(62)	(12)	-	696
- 環境証書	250	222	(86)	(182)	-	-	-	(4)	-	200
- 税金及び関税	314	21	(21)	(6)	(8)	-	(18)	(30)	-	252
- 保険	495	108	-	(20)	-	-	-	7	(1)	589
- その他	983	735	(96)	(224)	40	104	(24)	(65)	5	1,458
合計	**5,992**	**1,379**	**(336)**	**(706)**	**180**	**303**	**(108)**	**(103)**	**(1)**	**6,600**
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	282	77	(16)	(129)	7	-	-	(1)	-	220
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	1,038	261	(85)	(225)	28	-	(1)	(2)	-	1,014
合計	**7,312**	**1,717**	**(437)**	**(1,060)**	**215**	**303**	**(109)**	**(106)**	**(1)**	**7,834**

原子炉廃炉引当金

2024年12月31日現在の引当金は、勅令1349/2003及び法律24/2005に従って原子力発電所の廃止措置に責任を負うスペインの公的機関であるENRESAによる廃止措置時に発生するであろう費用のみを反映するものである。一般的に、費用は、原子力発電所の廃止と閉鎖を規制する経済産業省によって承認された電力会社とENRESAとの間の標準契約に基づいて定量化される。想定される時間軸である3年間は、発電終了からENRESAへの発電所管理の移管までの期間（いわゆる操業後費用）に相当し、金額を見積るために使用される様々な仮定のうち、委譲契約の規定に基づいてスペインの各原発の閉鎖日に予想される未使用核燃料の量を考慮している。

施設廃止、撤去及び原状回復引当金

当該引当金は、法律上又は推定的な義務がある非原子力発電所の廃止及び撤去に要する見積費用の現在価値を表している。当該引当金は主にEndesa Group、親会社のEnel Chileが所有する子会社及びEnel Produzioneを対象としている。
同引当金における廃止、撤去、原状回復のための費用は、活動基準原価計算（ABC）プロセスを用いて定量化されている。このプロセスでは、施設の廃止、撤去、原状回復に必要な各活動の費用を特定し、定量化する。

以下の表は、施設の廃止、撤去及び原状回復に関連する支払いの期間別内訳の概要を示している。

百万ユーロ

	期間別支払額（額面）	割引額
1年以内	274	268
1～5年	1,184	1,066
5年超	1,996	1,383
合計	**3,454**	**2,717**

訴訟引当金

訴訟引当金は、係争中の訴訟及びその他の紛争に関する偶発負債に備えるものである。これには、当年度に発生した紛争に関連する潜在的な負債の見積り、及び社内外のコンサルタントの指摘に基づく過年度に開始された紛争に関連する潜在的なコストの見積りの修正が含まれる。訴訟残高は主にラテンアメリカ（398百万ユーロ）、スペイン（150百万ユーロ）、イタリア（116百万ユーロ）の企業に関するものである。
ブラジルにおける使用及び取崩しの増加に伴う減少が新たな繰入によって相殺されたため、前年との比較ではほぼ横ばいである。

環境証書引当金

注記56「環境プログラム」を参照のこと。

租税公課引当金

租税公課引当金は、直接税及び間接税に関する租税争訟から派生する見積負債を対象としている。
引当金残高には、イタリアの地方税である固定資産税（単一地方税－Imposta Municipale Unica（IMU）又は不動産に関する地方税－Imposta Comunale sugli Immobili（ICI））に関する、現在係争中、及び潜在的な係争に関する引当金も含まれている。

保険金引当金

これには、Enel Reinsuranceに対する保険金請求を対象とする繰入による引当金が含まれる。変動は主に、当期の108百万ユーロの新規繰入によるものである。

その他の引当金

その他の引当金は様々なリスクや費用に対応するもので、主に規制当局との紛争や、各種義務や手数料等に関する地方当局との紛争に関連するものである。

当期の増加の主な要因は、規制措置、気象現象、故障に関する繰入である。

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金には、組織のニーズに応じた雇用契約の自発的終了に関する拘束力のある契約に関連する費用の見積額が含まれている。当期の62百万ユーロの減少は、主に、スペインとイタリアにおいて前期に設定された、特定の従業員の早期退職を対象とするインセンティブ引当金の使用を反映している。

エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金

エネルギー移行の主導者としての役割を担う当社は、世界中の脱炭素化及び再生可能エネルギーの成長を戦略の中心に据えている。このような状況の中、エネルは、グループが事業を展開する全ての地理的地域別の火力発電所を含むエネルギー移行プロセスに関連する活動の再構築を開始した。その結果、プロセスや事業モデルの見直しにより、従業員の役割やスキルの変更が必要となるが、当グループは、大規模な技能向上・再教育計画や希望退職者による早期退職の合意を伴う再配置プログラムに基づく、持続可能性の高い計画でこれを実施する予定である。また、デジタル化は、複数の外部要因に対応し、当グループ内のあらゆるレベルで十分な情報を得て熟慮された意思決定を行うために不可欠であるため、エネルギー移行はデジタル手法の漸進的かつ拡大的な導入に基づいている。

このため、2020年に事業再編プログラムに対する引当金が計上され、2024年12月31日現在、この引当金は1,014百万ユーロで、主にスペインとイタリアに帰属している。これは、エネルギー転換の加速に伴い、当グループがプロセス、業務モデル、従業員の役割とスキルの見直しに関連する全ての直接的及び間接的な活動に対して負担すると予想される費用である。2024年の新規繰入は、主にイタリアの第4条プログラム（220百万ユーロ）及びスペインのAcuerdo Voluntario de Salidaプランに対する引当金の38百万ユーロの調整に関するものである。

注記39.営業債務 – 13,693百万ユーロ

この項目の総額は13,693百万ユーロ(2023年12月31日現在15,821百万ユーロ)であり、電力供給、燃料、資材、入札に関連する設備、その他のサービスに関する債務を含む。

より具体的には、支払期限が12か月未満の営業債務は12,721百万ユーロ（2023年12月31日現在では15,487百万ユーロ)、12か月以上の営業債務は972百万ユーロ(2023年12月31日現在では334百万ユーロ)であった。

39.1 サプライヤー・ファイナンス契約

当グループは、サプライヤー・ファイナンス契約を締結しているが、その主な目的は、サプライヤーに対する請求書支払処理を最適化することであり、サプライヤーは任意で契約を締結している。
当グループが締結した契約には、主に以下の条件が定められている。

- サプライヤーは、銀行から請求書の前払いを受けることを選択でき、銀行は、当グループが支払うべき金額を請求書の当初支払期日前に支払うことに同意する。
- 銀行は、契約を締結したサプライヤーに対して当グループが支払うべき請求書に関して支払うべき金額を、請求書の支払期日前に支払うことに同意し、当グループは支払サービスを提供する銀行に支払いを行う。

この契約は、契約を締結しないことを選択したサプライヤーと合意した通常の条件を大幅に延長する支払条件を定めるものではない。さらに、銀行はエネルに支払サービスを提供するのみであるため、当グループがサプライヤーに支払うべき金額について銀行に支払うべき利息が生じることはない。

これらの契約の締結は、法的な免除や当初の債務の重大な変更を意味するものではないため、当グループはこれらの契約に関連する営業債務を償却又はその他の方法で再分類していない。したがって、これらの債務の性質及び機能は他の営業債務と同様であるため、当グループは、当該契約に基づく金額を営業債務として認識している。
以下の表は、当グループのサプライヤー・ファイナンス契約の詳細である。

百万ユーロ	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
SFAに基づく営業債務の金額		
営業債務に含まれるもの	**341**	**344**
- うち金融機関から支払いを受けたサプライヤー	309	344
- うち支払期間が延長された買い手	32	-
金融債務に含まれるもの	**-**	**-**
- うち金融機関から支払いを受けたサプライヤー	-	-
- うち支払期間が延長された買い手	-	-

注記40.その他の非流動金融負債 – 205百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債	64	8	56	-
非流動未払金融費用	141	133	8	6.0%
合計	**205**	**141**	**64**	45.4%

「その他の非流動金融負債」の変動は主に、正味金融負債に含まれていたスペインの電力システムの赤字に関する非流動金融負債の増加によるものである。

注記41.その他の流動金融負債 – 845百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
未払金融費用及び繰延金融収益	678	734	(56)	-7.6%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債	14	1	13	-
その他の負債	153	174	(21)	-12.1%
合計	**845**	**909**	**(64)**	**-7.0%**

「その他の流動金融負債」の減少は、「その他の負債」の未払金融費用及び未払利息債務の減少によるものである。
この影響の一部は、正味金融債務に含まれるスペインの電力システムの赤字に関するその他の非流動金融負債の増加により相殺された。

注記42.その他の非流動負債 – 3,287百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
未払営業費用及び繰延収益	401	464	(63)	-13.6%
平準化基金／市場及びエネルギーサービス事業者に対する負債	297	307	(10)	-3.3%
タックス・パートナーシップの負債(12か月超)	1,001	1,262	(261)	-20.7%
各種長期未払金	424	348	76	21.8%
その他の項目	1,164	1,722	(558)	-32.4%
合計	**3,287**	**4,103**	**(816)**	**-19.9%**

その他の非流動負債は816百万ユーロ減少したが、その主因は、米国におけるタックス・パートナーシップに係る負債の減少(261百万ユーロ)及びその他の項目の変動(558百万ユーロ)を反映したものである。これは主に、ブラジルにおけるPIS／COFINS訴訟に係る負債の変動及びラテンアメリカにおける為替差損益の影響によるものである。

注記43.その他の流動負債 – 15,087百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
顧客預り金	1,679	1,882	(203)	-10.8%
市場運営機関に対する債務	5,281	5,479	(198)	-3.6%
従業員に対する債務	514	503	11	2.2%
その他の税金負債	1,289	1,034	255	24.7%
社会保障機構への未払額	244	235	9	3.8%
流動未払費用及び繰延収益	537	314	223	71.0%
クローズド・エネルギー商品デリバティブ負債（12か月未満）	246	437	(191)	-43.7%
配当金	2,523	2,470	53	2.1%
タックス・パートナーシップの負債（12か月未満）	362	271	91	33.6%
各種当座口座振替	635	144	491	-
その他の負債	1,777	1,991	(214)	-10.7%
合計	**15,087**	**14,760**	**327**	**2.2%**

「その他の流動負債」の増減は、主に以下の項目を反映している。

- 2024年に受領した公的機関からの資本助成金の支払いに関連するe-distribuzioneに関する各種当座口座振替の増加。
- その他の税金債務の増加。これは、主に、スペインの発電に関する税金債務及びイタリアの付加価値税に関する税金債務の増加による。
- 主にEnel Reinsuranceに関する流動未払費用及び繰延収益の増加。

これらの影響の一部は以下の要因により相殺された。

- 顧客預り金の減少。これは、主に、市場会社がサービスを提供する顧客数の減少に伴うイタリアの顧客からの預り保証金の変動によるもので、配電システム費用の回復に伴う営業債権の増加により相殺された。
- 市場運営機関に対する債務の減少。これは主に、イタリア、特にServizio Elettrico Nazionaleのエネルギー・環境サービス基金に対する支払額が前年比で減少したこと、及びスペイン、特にEndesa Distribuciónによる。この一部は、ARERA規則No.633/2023、No.113/2024、No.263/2024及びNo.384/2024に基づくAsos及びArimコンポーネントのレート引上げによるコンポーネント及びシステム料金についてのe-distribuzioneの債務の増加により相殺された。
- クローズド・エネルギー商品デリバティブ負債（12か月未満）の減少。

連結キャッシュ・フロー計算書に関する情報

注記44.キャッシュ・フロー

百万ユーロ

		2024年度	2023年度	増減
現金及び現金同等物期首残高	(1)	**7,143**	**11,543**	**(4,400)**
営業活動によるキャッシュ・フロー		13,223	14,620	(1,397)
うち非継続事業		-	132	
投資活動による／(に用いた) キャッシュ・フロー		(4,108)	(10,610)	6,502
うち非継続事業		-	(442)	
財務活動によるキャッシュ・フロー		(7,989)	(8,361)	372
うち非継続事業		-	(16)	
為替変動が現金及び現金同等物に与える影響		(74)	(49)	(25)
現金及び現金同等物の期末残高	(2)	**8,195**	**7,143**	**1,052**

(1) このうち、現金及び現金同等物が2024年1月1日現在で6,801百万ユーロ(2023年1月1日現在、11,041百万ユーロ)、短期証券が2024年1月1日現在で81百万ユーロ(2023年1月1日現在、78百万ユーロ)、「売却目的保有資産」に関連する現金及び現金同等物が2024年1月1日現在で261百万ユーロ(2023年1月1日現在、98百万ユーロ)、非継続事業に関連する現金及び現金同等物が2023年1月1日現在で326百万ユーロである。
(2) このうち、現金及び現金同等物が2024年12月31日現在で8,051百万ユーロ(2023年12月31日現在、6,801百万ユーロ)、短期証券が2024年12月31日現在で138百万ユーロ(2023年12月31日現在、81百万ユーロ)、「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物が2024年12月31日現在で6百万ユーロ(2023年12月31日現在、261百万ユーロ)である。

2024年の営業活動からのキャッシュ・フローは13,223**百万ユーロのプラスとなり、**2023**年に比べて**1,397**百万ユーロ減少した。これは主に、正味運転資本の変動に伴う現金必要額の増加によるものである。**

2024**年の投資活動に使用されたキャッシュ・フローは**4,108**百万ユーロとなり、**2023**年の**10,610**百万ユーロから減少した。**
有形固定資産、無形資産、契約資産への投資は11,010**百万ユーロ**(2023**年は**13,563**百万ユーロ**)**となった。このうち売却目的保有資産に関連するものは**189**百万ユーロであり、また、補助金受取額**(2024**年は**1,135**百万ユーロ、**2023**年は**413**百万ユーロ**)**が含まれる。**

事業又は事業部門の売却は、売却対象が保有していた現金及び現金等価物の控除後で5,622**百万ユーロだった。その主な内容は以下のとおりである。**

- Enel Green Power North America (EGPNA) **が、複数の再生可能エネルギー企業の全株式を**249**百万ユーロで売却 (売却対象が保有していた現金及び現金等価物**4**百万ユーロ控除後)**
- Enel Perú SAC**が保有する発電会社**Enel Generación Perú SAA**及び**Compañía Energética Veracruz SAC**の全持分を、**Niagara Energy SAC**に総額**1,100**百万ユーロで売却 (売却対象が保有していた現金及び現金等価物は**98**百万ユーロ控除後)**
- Enel Perú SAC**が、**Enel Distribución Perú SAA**及び**Enel X Perú SAC**に対する持分を**North Lima Power Grid Holding SAC**に**2,865**百万ユーロで売却 (売却対象が保有していた現金及び現金等価物**15**百万ユーロ控除後)**
- Enel X Business Line**の複数の米国及びカナダ企業に対する持分を**159**百万ユーロで売却 (売却対象が保有していた現金及び現金等価物**1**百万ユーロ控除後)**
- **子会社**e-distribuzione SpA (e-distribuzione) **が**A2A SpA (A2A) **に**Duereti Srl (Duereti) **の株式資本の**90%**を約**1,229**百万ユーロで売却**

2023年における事業又は事業部門の売却は、売却対象が保有していた現金及び現金等価物の控除後で2,083百万ユーロだった。その主な内容は以下のとおりである。

- Enel ArgentinaによるEnel Generación Costaneraの全持分の28百万ユーロでの売却（売却対象が保有していた現金及び現金等価物14百万ユーロ控除後）
- Enel Green Power India Private LimitedによるKhidrat Renewable Energy Private Limitedの全持分の4百万ユーロでの売却
- Inversora Dock Sud SA社及びCentral Dock Sud SAに対する持分のYPF及びPan American Sur SAへの売却（総額約29百万ユーロ、売却対象が保有していた現金及び現金等価物19百万ユーロ控除後）
- Colombian bus company Colombia ZE SASに対する持分80%を約6百万ユーロで売却
- オーストラリアで再生可能エネルギーに特化したグループ資産全てを保有する2社、具体的にはEnel Green Power Australia (Pty) Ltd及びEnel Green Power Australia Trustの50%を、総額121百万ユーロでINPEX Corporationに売却（売却対象が保有していた現金及び現金同等物21百万ユーロ控除後）
- 総額1,013百万ユーロのルーマニアで保有していた持分の売却（売却対象が保有していた現金及び現金同等物228百万ユーロ控除後）。
- グアテマラのTransmisora deEnergíaRenovableに対する持分を総額22百万ユーロで売却（売却対象が保有していた現金及び現金同等物11百万ユーロ控除後）。
- Enel Chileが保有するArcadia Generación Solar SAの持分を総額533百万ユーロでSonnedixに売却（売却対象が保有していた現金及び現金同等物2百万ユーロ控除後）。
- ギリシャの再生可能エネルギーに特化するEnel Green Powerの100%子会社、Enel Green Power Hellasの50%をMacquarie Asset Managementに総額322百万ユーロで売却（売却対象が保有していた現金及び現金同等物29百万ユーロ控除後）。

2024年のその他の投資活動による／（に用いた）キャッシュ・フローは145百万ユーロとなり、イタリア、イベリア、米国、チリ、ブラジルにおける小規模な処分が含まれている。2023年には474百万ユーロだった。その主な内容は以下のとおりである。

- Tecnatom SAの全持分を総額26百万ユーロで売却（当該取引による純損益への影響はない）
- Rusenergosbyt LLCに対する持分を83百万ユーロで売却
- 主にイタリア、イベリア、北米及びラテンアメリカでの小規模な処分

財務活動によるキャッシュ・フローは、7,989百万ユーロのマイナスとなった（2023年は8,361百万ユーロのマイナス）。その主な要因は以下のとおりである。

- 正味金融債務(返済、新規借入、その他の増減の差引残高)の変動5,104百万ユーロ
- 5,126百万ユーロの配当金支払いと246百万ユーロの永久ハイブリッド債保有者への支払い
- 889百万ユーロのハイブリッド債発行と297百万ユーロの返済
- Enel ItaliaがEnel Libra Flexsys Srlの非支配持分49%を総額1,095百万ユーロでSosteneo Energy Transition 1に売却
- Endesaの太陽光発電所の所有者であるEnel Green Power España Solar 1の49.99%の持分を総額849百万ユーロでMasdarに売却

2024年において、投資活動に使用されたキャッシュ・フローは4,108百万ユーロ、財務活動に使用されたキャッシュ・フローは7,989 百万ユーロであり、営業活動によるキャッシュ・フロー13,223百万ユーロの一部を吸収した。この差額は、2024年12月31日現在の現金及び現金同等物の1,052百万ユーロの増加（現地通貨の対ユーロ為替レートの下落に伴う74百万ユーロを控除後）に反映されている。

注記45.正味財務状態、長期金融資産及び有価証券 - 55,767百万ユーロ

以下の表は、連結財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態、長期金融資産及び有価証券を示す。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
長期借入金	36	60,000	61,085	(1,085)	-1.8%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債(1)	40	64	8	56	-
短期借入金	36	3,645	4,769	(1,124)	-23.6%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債(2)	41	14	1	13	-
1年以内に返済予定の長期借入金	36	7,439	9,086	(1,647)	-18.1%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産	27.1	(2,676)	(3,837)	1,161	30.3%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産	28.1	(4,668)	(4,148)	(520)	-12.5%
現金及び現金同等物	33	(8,051)	(6,801)	(1,250)	-18.4%
合計		**55,767**	**60,163**	**(4,396)**	**-7.3%**

(1) 「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」は、財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」として表示している。
(2) 「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」は、財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示している。

財務状態は、2021年3月4日にESMAが発行し、2021年5月5日から適用されるガイドライン39、及び2021年4月29日にCONSOBが発行した警告通知No.5/2021に準拠して報告されており、この警告通知は、CESR勧告への言及及び2006年7月28日付通知No.DEM/6064293の正味財政状態に関する言及を置き換えたものである。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の当グループの正味金融債務は、当グループの表示方法に定める正味金融債務と調整されている。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減	
流動性				
手許現金及び現金同等物	33	23	10	43.5%
銀行及び郵便貯金	4,762	4,664	98	2.1%
流動性資産	**4,795**	**4,687**	**108**	**2.3%**
現金同等物	**3,256**	**2,114**	**1,142**	**54.0%**
有価証券	138	81	57	70.4%
短期貸付資産	2,356	3,060	(704)	-23.0%
1年以内回収予定の長期貸付資産	2,174	1,007	1,167	-
その他の流動金融資産	**4,668**	**4,148**	**520**	**12.5%**
流動性	**12,719**	**10,949**	**1,770**	**16.2%**
流動金融債務				
銀行債務	(344)	(393)	49	12.5%
コマーシャル・ペーパー	(2,406)	(2,499)	93	3.7%
その他の流動金融借入金(1)	(909)	(1,878)	969	51.6%
流動金融債務（負債性金融商品を含む）	**(3,659)**	**(4,770)**	**1,111**	**23.3%**
1年以内返済予定の長期銀行借入金	(1,742)	(1,992)	250	12.6%
発行社債（1年以内償還予定）	(5,318)	(6,763)	1,445	21.4%
その他の借入金（1年以内返済予定）	(379)	(331)	(48)	-14.5%
非流動金融債務（1年以内返済予定）	**(7,439)**	**(9,086)**	**1,647**	**18.1%**
流動金融負債	**(11,098)**	**(13,856)**	**2,758**	**19.9%**
正味流動金融負債	**1,621**	**(2,907)**	**4,528**	**-**
非流動金融債務				
銀行借入金	(14,755)	(14,500)	(255)	-1.8%
その他の借入金(2)	(3,027)	(3,014)	(13)	-0.4%
非流動金融債務（1年以内返済予定及び負債性金融商品を除く）	**(17,782)**	**(17,514)**	**(268)**	**-1.5%**
社債	**(42,282)**	**(43,579)**	**1,297**	**3.0%**
営業債務及びその他の重要な資金調達要素を有する無利息非流動負債	**-**	**-**	-	-
非流動金融ポジション	**(60,064)**	**(61,093)**	**1,029**	**1.7%**
「売却目的保有資産」に係る金融資産	**14**	**262**	**(248)**	**-94.7%**
「売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」に関する金融負債	**(75)**	**(1,150)**	**1,075**	**93.5%**
CONSOB指針に従った正味財政状態	**(58,504)**	**(64,888)**	**6,384**	**9.8%**
長期金融債権及び有価証券	**2,676**	**3,837**	**(1,161)**	**-30.3%**
(-)「売却目的保有資産」に係る金融資産	**(14)**	**(262)**	**248**	**94.7%**
(-)「売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」に関する金融負債	**75**	**1,150**	**(1,075)**	**-93.5%**
正味金融債務	**(55,767)**	**(60,163)**	**4,396**	**7.3%**

(1) 財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示されている「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」を含む。
(2) 財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」に表示されている「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」を含む。

CONSOBの指示に基づく正味ポジションには、ヘッジ会計に該当するヘッジとして指定されたデリバティブや、ヘッジ目的で保有されるトレーディング・デリバティブは含まれていない。

2024年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書において、以下の項目に区分して表示されている。2,003百万ユーロ（2023年12月31日現在、2,383百万ユーロ）の「非流動金融デリバティブ資産」、3,512百万ユーロ（2023年12月31日現在、6,407百万ユーロ）の「流動金融デリバティブ資産」、2,915百万ユーロ（2023年12月31日現在、3,373百万ユーロ）の「非流動金融デリバティブ負債」、3,584百万ユーロ（2023年12月31日現在、6,461百万ユーロ）の「流動金融デリバティブ負債」。

金融商品

注記46.カテゴリー別金融商品

当該注記は、利用者が当グループの財務状態及び業績に対する金融商品の重要度を評価するために必要な開示を提供するものである。

46.1 カテゴリー別金融資産

IFRS第9号の下で分類された金融資産の各カテゴリー別の帳簿価額の表は以下のとおりであり、流動金融資産及び非流動金融資産の区分、ヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの内訳を独立して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	46.1.1	**5,100**	**5,709**	**27,321**	**28,495**
FVOCIで測定される金融資産	46.1.2	**1,159**	**882**	**138**	**81**
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	46.1.3	126	206	2,793	4,443
FVTPLで測定されるその他の金融資産	46.1.3	4,036	4,341	200	219
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産合計		**4,162**	**4,547**	**2,993**	**4,662**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	46.1.4	103	113	18	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	46.1.4	1,774	2,064	701	1,964
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		**1,877**	**2,177**	**719**	**1,964**
合計		**12,298**	**13,315**	**31,171**	**35,202**

流動及び非流動デリバティブ資産の認識及び分類に係る詳しい情報は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳しい情報は、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

46.1.1 償却原価で測定される金融資産

以下の表は、金融資産の性質に応じて償却原価で測定したものを、流動金融資産と非流動金融資産に分けて示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
現金及び現金同等物		-	-	33	8,022	6,772
営業債権	32	2,333	1,726	32	13,608	16,047
1年以内回収予定の長期貸付資産		-	-	28.1	2,174	1,007
現金担保		-	-	28.1	1,982	2,899
その他の金融資産	27.1	2,101	3,332	28.1	203	30
サービス委譲契約による償却原価で測定される金融資産	27	262	310	28	12	14
償却原価で測定されるその他の金融資産		404	341		1,320	1,726
合計		**5,100**	**5,709**		**27,321**	**28,495**

償却原価で測定される金融資産の減損

2024年12月31日現在、償却原価で測定される金融資産は32,421百万ユーロ（2023年12月31日現在、34,204百万ユーロ)であり、2024年12月31日現在、合計4,152百万ユーロ（前年末は4,098百万ユーロ)の予想信用損失引当金を控除して認識されている。

当グループが保有する、減損テストの対象となった償却原価で測定される金融資産は、主に以下のとおりである。

- 現金及び現金同等物
- 営業債権及び契約資産
- 貸付資産
- その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を用いて決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額、及び受領すると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（すなわち不足分全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

- 営業債権、契約資産及びリース債権以外の金融資産については、一般的アプローチ。当該アプローチは、当初認識以降の信用リスクにおける著しく増大した評価に基づき、各報告日時点の、当初認識日のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。
  その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。
  - 当初認識以降、信用リスクが著しく増大していない金融資産については、12か月ECL。
  - 信用リスクが著しく増大した金融資産又は信用が毀損した(すなわち、期限経過情報に基づいてデフォルトした)金融資産については、ライフタイムECL。
- 営業債権、契約資産、リース債権（重要な資金調達要素の有無を問わない）については、信用リスクの変動を追跡せずに、ライフタイムECLに基づく簡易アプローチ。

ポートフォリオ又は金融商品に伴うリスクに影響を与える可能性のある将来の事象及びマクロ経済の動向を反映するために、定性的及び定量的情報を考慮して将来見通しの調整を適用する場合がある。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増大の評価を以下のとおり実施することができる。

＞ 債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定された全ての債権については、個別ベース。

＞ 合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース。

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例えば、キャッシュ・フローに対する権利が法的に又は契約上消滅、移転又は失効した場合）。

以下の表は、一般的な簡易アプローチに基づく償却原価で測定される金融資産の予想信用損失を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	総額	予想信用損失引当金	合計	総額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	8,022	-	8,022	6,772	-	6,772
営業債権	19,704	3,763	15,941	21,548	3,775	17,773
貸付資産	6,776	316	6,460	7,579	311	7,268
償却原価で測定されるその他の金融資産	2,071	73	1,998	2,403	12	2,391
合計	**36,573**	**4,152**	**32,421**	**38,302**	**4,098**	**34,204**

当グループは、予想損失を測定するために、営業債権及び契約資産を個別ベース（例えば、政府機関、当局、金融取引先、卸売販売業者、貿易業者、大企業等）及び一括ベース(例えば、小売顧客)の両方で簡易アプローチにより評価をしている。

個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。

それ以外の一括評価の場合、営業債権は、デフォルトの特定の定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞状況に関する情報に基づきグループ化される。

各ビジネスと地域の規制フレームワーク、及びデフォルト率と回収率（90日を超える回収率の予測を含む）を含む顧客ポートフォリオ間の違いに基づいて、以下のように定義する。

＞ 当グループは、主に180日間の延滞をデフォルト状態と定義する。したがって、この期間の経過後、営業債権には信用の毀損が生じたと推定される。

＞ 特定のクラスターは、特定の市場、ビジネス及びリスク特性に基づいて定義される。

契約資産は、同種の契約による営業債権と実質的に同じリスク特性を有する。

当グループは、営業債権及び契約資産のECLを一括して測定するために、ECLパラメーターに関して以下の仮定を用いている。

＞ PDは、平均デフォルト率と等しいと仮定し、クラスターごとに、少なくとも24か月の過去のデータを考慮して計算される。

＞ LGDは、実効金利を用いて割引いた各クラスターの回収率の関数である。

＞ EADは、発行されたが支払いが遅延していない請求書及び発行予定の請求書を含む現金預金を控除した報告日現在の帳簿価額に等しいと見積られている。

以下の表は、一般的アプローチに従った貸付資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	12か月ECL引当金	ライフタイムECL引当金
2023年1月1日時点の期首残高	**29**	**219**
繰入	-	36
使用	-	11
純損益への戻入	(32)	(6)
その他の変動	45	9
2023年12月31日時点の期末残高	**42**	**269**
2024年1月1日時点の期首残高	**42**	**269**
繰入	-	87
使用	-	(22)
純損益への戻入	(9)	(6)
その他の変動	86	(131)
2024年12月31日時点の期末残高	**119**	**197**

以下の表は、簡易アプローチに従った営業債権の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	
2023年1月1日時点の期首残高	**3,783**
繰入	1,384
使用	(1,136)
純損益への戻入	(210)
その他の変動	(46)
2023年12月31日時点の期末残高	**3,775**
2024年1月1日時点の期首残高	**3,775**
繰入	1,337
使用	(937)
純損益への戻入	(244)
その他の変動	(168)
2024年12月31日時点の期末残高	**3,763**

以下の表は、簡易アプローチに従った償却原価で測定されるその他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	ライフタイムECL引当金
2023年1月1日時点の期首残高	**56**
繰入	149
使用	-
純損益への戻入	(1)
その他の変動	(192)
2023年12月31日時点の期末残高	**12**
2024年1月1日時点の期首残高	**12**
繰入	227
使用	-
純損益への戻入	(4)
その他の変動	(162)
2024年12月31日時点の期末残高	**73**

信用リスク･エクスポージャー及び予想損失に関する詳細については、注記47「リスク管理」を参照のこと。

46.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産

以下の表は、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産を流動金融資産と固定金融資産に区分して示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	注記	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
FVOCIで測定されるその他の会社に対する投資	27	587	338		-	-
FVOCIで測定される有価証券	27.1	572	505	28.1	138	81
FVOCIで測定される債権及びその他の金融資産		-	39		-	-
合計		**1,159**	**882**		**138**	**81**

FVOCIで測定される金融資産の変動

その他の会社に対する投資

百万ユーロ	非流動	流動
2024年1月1日時点の期首残高	**338**	**-**
購入	-	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	109	-
その他の変動	140	-
2024年12月31日時点の期末残高	**587**	**-**

FVOCIで測定される有価証券及びその他の債権

百万ユーロ	非流動	流動
2024年1月1日時点の期首残高	**505**	**81**
購入	271	11
売却	(66)	(61)
OCIを通じた公正価値の変動	17	1
再分類	(155)	155
その他の変動	-	(49)
2024年12月31日時点の期末残高	**572**	**138**

46.1.3 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

以下の表は、純損益を通じて公正価値で測定される金融資産を流動金融資産と非流動金融資産に区分して示したものである。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ	49	126	206	49	2,793	4,443
流動性資産に対する投資		-	-	33	29	29
FVTPLで測定されるファンド又は資産運用における有価証券及び金融投資	27.1	3	-		-	-
FVTPLで測定される他の会社に対する持分投資	27	8	8		-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	27	3,930	4,080		-	-
FVTPLで測定されるJDAの金融資産		95	123		-	-
FVTPLで測定されるその他の金融資産		-	130	28,28.1	171	190
合計		**4,162**	**4,547**		**2,993**	**4,662**

46.1.4 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

46.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号に規定されている金融負債のカテゴリー別帳簿価額を流動金融負債と非流動金融負債に区分し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブを個別に表示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	46.2.1	**61,333**	**61,734**	**33,702**	**39,784**
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	46.4	**133**	204	2,848	4,485
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債合計		**133**	**204**	**2,848**	**4,485**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	46.4	28	105	-	17
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	46.4	2,754	3,064	736	1,959
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債合計		**2,782**	**3,169**	**736**	**1,976**
合計		**64,248**	**65,107**	**37,286**	**46,245**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類に関する詳細は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細は、注記50「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

46.2.1 償却原価で測定される金融負債

以下の表は、性質に応じて償却原価で測定された金融負債を、流動金融負債と固定金融負債に分けて示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
長期借入金	46.3	60,000	61,085	46.3	7,439	9,086
短期借入金		-	-	46.3	3,645	4,769
営業債務	39	972	334	39	12,721	15,487
その他の金融資負債		361	315		9,897	10,442
合計		**61,333**	**61,734**		**33,702**	**39,784**

46.3 借入金

46.3.1長期借入金（12か月以内に返済期限が到来する部分を含む）- 67,439百万ユーロ

以下の表は、額面価額、帳簿価額、及び12か月以内に返済期限の到来する金額を示している。

カテゴリー別及び金利タイプ別の長期借入金

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	支払期限12か月以内	支払期限12か月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	支払期限12か月以内	支払期限12か月超	公正価値	帳簿価額の変動額
	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在					
社債:											
- 上場固定金利	26,885	26,632	3,458	23,174	25,670	29,539	29,163	4,686	24,477	27,885	(2,531)
- 上場変動金利	1,770	1,756	315	1,441	1,758	2,643	2,622	623	1,999	2,641	(866)
- 非上場固定金利	19,077	18,881	1,448	17,433	18,451	18,336	18,129	1,357	16,772	17,842	752
- 非上場変動金利	331	331	97	234	339	428	428	97	331	456	(97)
社債合計	**48,063**	**47,600**	**5,318**	**42,282**	**46,218**	**50,946**	**50,342**	**6,763**	**43,579**	**48,824**	**(2,742)**
銀行借入金:											
- 固定金利	3,485	3,465	234	3,231	3,444	3,874	3,822	853	2,969	3,746	(357)
- 変動金利	13,058	13,014	1,508	11,506	13,142	12,664	12,629	1,139	11,490	12,892	385
- リボルビング信用枠の利用	18	18	-	18	22	41	41	-	41	41	(23)
銀行借入金合計	**16,561**	**16,497**	**1,742**	**14,755**	**16,608**	**16,579**	**16,492**	**1,992**	**14,500**	**16,679**	**5**
リース:											
- 固定金利	2,892	2,892	306	2,586	2,892	2,852	2,852	256	2,596	2,852	40
- 変動金利	39	39	12	27	39	53	53	12	41	53	(14)
リース合計	**2,931**	**2,931**	**318**	**2,613**	**2,931**	**2,905**	**2,905**	**268**	**2,637**	**2,905**	**26**
その他のノンバンク借入金:											
- 固定金利	411	411	61	350	411	426	426	63	363	426	(15)
- 変動金利	-	-	-	-	-	6	6	-	6	6	(6)
その他のノンバンク借入金合計	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**(21)**
固定金利借入金合計	**52,750**	**52,281**	**5,507**	**46,774**	**50,868**	**55,027**	**54,392**	**7,215**	**47,177**	**52,751**	**(2,111)**
変動金利借入金合計	**15,216**	**15,158**	**1,932**	**13,226**	**15,300**	**15,835**	**15,779**	**1,871**	**13,908**	**16,089**	**(621)**
合計	**67,966**	**67,439**	**7,439**	**60,000**	**66,168**	**70,862**	**70,171**	**9,086**	**61,085**	**68,840**	**(2,732)**

以下の表は、通貨別及び金利別の長期金融債務を示している。

通貨別･金利別長期借入金（12か月以内に返済期限の到来するものを含む）

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	現在の名目平均金利	現在有効金利	現在の名目平均金利	現在有効金利
	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在		2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
ユーロ	**34,349**	**34,512**	**35,865**	**36,166**	**2.6%**	**2.8%**	**2.5%**	**2.8%**
米ドル	25,103	25,343	24,601	24,847	5.0%	5.1%	4.9%	5.2%
英ポンド	3,819	3,919	4,612	4,720	4.3%	4.5%	4.6%	4.8%
コロンビア･ペソ	2,005	2,009	1,884	1,888	11.8%	11.8%	13.5%	13.5%
ブラジル･レアル	1,465	1,482	2,229	2,255	9.8%	9.9%	10.5%	10.6%
スイス･フラン	138	138	382	382	4.0%	4.0%	1.8%	1.8%
チリ･ペソ／UF	465	467	510	514	5.2%	5.2%	5.1%	5.2%
その他の通貨	95	96	88	90				
ユーロ以外の通貨合計	**33,090**	**33,454**	**34,306**	**34,696**				
合計	**67,439**	**67,966**	**70,171**	**70,862**				

ユーロ以外の通貨建ての長期金融債務は1,216百万ユーロ減少したが、これは主にポンド及びブラジル･レアル建ての負債の変動に起因する。

長期借入金（12か月以内に返済期限の到来するものを含む）の名目価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	連結範囲の変更	新規借入	為替換算差額	額面価額
	2023年12月31日現在					2024年12月31日現在
社債	50,946	(7,779)	-	3,635	1,261	48,063
借入金	19,916	(2,651)	205	2,382	51	19,903
うちリース	2,905	(422)	(7)	419	36	2,931
長期金融債務合計	**70,862**	**(10,430)**	**205**	**6,017**	**1,312**	**67,966**

長期債務の額面金額は、2024年12月31日現在で67,966百万ユーロであり、2023年12月31日現在と比べて2,896百万ユーロ減少した。この減少は、6,017百万ユーロの新規借入金に対して10,430百万ユーロの返済があったこと、1,312百万ユーロの為替差損額、及び「売却目的保有資産」からの再分類（総額205百万ユーロ）を反映したものである。後者には、2024年中に返済される3SUNへの融資に関する192百万ユーロが含まれる。

2024年の返済額は、社債が7,779百万ユーロ、貸付が2,651百万ユーロであった。

具体的には、2024年の返済には以下が含まれる。

- Enel Finance Internationalが発行した2024年2月満期の変動利付債についての100百万ユーロ
- Enel Distribuição Cearáが発行した2024年3月満期の変動利付債についての398百万レアル（2024年12月31日現在で62百万ユーロ相当）
- Enel Generación Chileが発行した2024年4月満期の固定利付債についての400百万ドル（2024年12月31日現在で386百万ユーロ相当）
- エネルが発行した2024年5月満期の変動利付債についての51百万ユーロ
- エネルが発行した2024年5月満期の固定利付債についての750百万ユーロ
- Enel Finance Internationalが発行した2024年4月満期の固定利付債についての1,000百万ユーロ
- 2024年5月満期のEnel Distribuição Cearáが発行した変動利付債についての500百万レアル（2024年12月31日現在で78百万ユーロ相当）
- Enel Distribuição São Pauloが発行した2024年5月満期の変動利付債についての350百万レアル（2024年12月31日現在で55百万ユーロ相当）
- Enel Distribuição Cearáが発行した2024年6月満期の変動利付債についての370百万レアル（2024年12月31日現在で58百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2024年8月満期の固定利付債についての850百万ポンド（2024年12月31日現在で1,028百万ユーロ相当）
- Enel Colombiaが発行した2024年8月満期の固定利付債についての250,000百万コロンビア・ペソ（2024年12月31日現在で55百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2024年9月満期の固定利付債についての225百万スイス・フラン（2024年12月31日現在で240百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2024年9月満期の固定利付債についての1,500百万ドル（2024年12月31日現在で1,449百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行し、エネルが保証した2024年9月満期の固定利付債についての1,250百万ユーロ
- Enel Finance Americaが2022年10月に発行した2027年10月満期の固定利付債についての1,000百万ドル（2024年12月31日現在で966百万ユーロに相当）を2024年12月に繰上返済

当年度中に行われた融資の主な返済には以下が含まれる。

- エネル･エスピーエーのサステナブル変動金利リボルビング信用枠についての200百万ユーロ
- エネルグループのイタリア企業の融資についての625百万ユーロ（うちサステナブル融資391百万ユーロ）
- Endesa融資についての871百万ユーロ（うちサステナブル融資679百万ユーロ）
- 南米企業への銀行融資についての572百万ユーロ相当（うちサステナブル融資93百万ユーロ）

2024年については、社債発行が3,635百万ユーロ、融資が2,382百万ユーロだった。

以下の表は、2024年に行われた金融取引の主な特徴を示すものである（2024年12月31日現在の為替レートでユーロに換算）。

	発行体／借手	発行日／付与日	金額（百万ユーロ）	通貨	金利	金利種類	満期
社債							
	Enel Finance International	2024年1月23日	750	ユーロ	3.38%	固定金利	2028年7月23日
	Enel Finance International	2024年1月23日	1,000	ユーロ	3.88%	固定金利	2035年1月23日
	Enel Finance International	2024年6月26日	1,207	米ドル	5.13%	固定金利	2029年6月26日
	Enel Finance International	2024年6月26日	724	米ドル	5.50%	固定金利	2034年6月26日
社債合計			**3,681**				
銀行借入金							
	Enel Italia	2024年4月26日	100	ユーロ	3.36%	固定金利	2039年4月26日
	e-distribuzione	2024年12月19日	250	ユーロ	2.92%	固定金利	2039年12月19日
	Endesa	2024年10月29日	125	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.4%	変動金利	2027年12月17日
	Endesa	2024年10月29日	250	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.52%	変動金利	2039年10月31日
	Endesa	2024年10月29日	200	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.506%	変動金利	2039年10月31日
	Endesa	2024年12月17日	225	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.4%	変動金利	2027年12月17日
	Enel Chile	2024年5月31日	277	米ドル	SOFR 3M + 0.75%	変動金利	2037年12月4日
	Enel Distribuição São Paulo	2024年5月13日	70	米ドル	5.28%	固定金利	2039年5月13日
	Enel Colombia	2024年2月19日	88	コロンビア･ペソ	IBR 1M + 2.96%	変動金利	2031年2月19日
	Enel Colombia	2024年11月27日	102	コロンビア･ペソ	IBR O/N + 1.79%	変動金利	2033年11月28日
	Enel Colombia	2024年11月27日	130	コロンビア･ペソ	IBR O/N + 1.79%	変動金利	2033年11月28日
銀行借入金合計			**1,817**				

前へ　次へ

ヘッジ後の長期債務構造

為替リスクを軽減するための長期債務総額に対するヘッジの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2024年12月31日現在						2023年12月31日現在					
	帳簿価額	ヘッジ前の額面価額		ヘッジの影響	ヘッジ後の額面価額		帳簿価額	ヘッジ前の額面価額		ヘッジの影響	ヘッジ後の額面価額	
ユーロ	**34,349**	**34,512**	**50.8%**	**22,443**	**56,955**	**83.8%**	**35,865**	**36,166**	**51.0%**	**21,862**	**58,028**	**81.9%**
米ドル	25,103	25,343	37.3%	(19,122)	6,221	9.2%	24,601	24,847	35.1%	(17,850)	6,997	9.9%
英ポンド	3,819	3,919	5.8%	(3,919)	-	-	4,612	4,720	6.7%	(4,720)	-	-
コロンビア・ペソ	2,005	2,009	3.0%	-	2,009	3.0%	1,884	1,888	2.7%	-	1,888	2.7%
ブラジル・レアル	1,465	1,482	2.2%	870	2,352	3.5%	2,229	2,255	3.2%	1,047	3,302	4.7%
スイス・フラン	138	138	0.1%	(138)	-	-	382	382	0.5%	(382)	-	-
チリ・ペソ／UF	465	467	0.7%	(170)	297	0.4%	510	514	0.7%	-	514	0.7%
その他の通貨	95	96	0.1%	36	132	0.1%	88	90	0.1%	43	133	0.2%
ユーロ以外の通貨合計	**33,090**	**33,454**	**49.2%**	**(22,443)**	**11,011**	**16.2%**	**34,306**	**34,696**	**49.0%**	**(21,862)**	**12,834**	**18.1%**
合計	**67,439**	**67,966**	**100.0%**	**-**	**67,966**	**100.0%**	**70,171**	**70,862**	**100.0%**	**-**	**70,862**	**100.0%**

前へ　次へ

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付債は、市場金利が上昇した場合に純損益に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因である。
以下の表は、金利リスクに対するヘッジ後の長期債務が額面価額構造に与える影響を示している。

百万ユーロ	2024年度				2023年			
	ヘッジ前の額面価額	%	ヘッジ後の額面価額	%	ヘッジ前の額面価額	%	ヘッジ後の額面価額	%
変動金利	15,216	22.4%	10,732	15.8%	15,835	22.3%	12,472	17.6%
固定金利	52,750	77.6%	57,234	84.2%	55,027	77.7%	58,390	82.4%
合計	67,966		67,966		70,862		70,862	

2024年12月31日現在、長期債務の額面価額の22.4%は変動金利であった（2023年12月31日現在、22.3%）。IFRSに従って有効と考えられる金利ヘッジを考慮すると、2024年12月31日現在、長期金融債務の額面価額の15.8%が金利リスクに晒されている（2023年12月31日現在17.6%）。

ヘッジ後の長期債務の額面価額の為替リスク及び金利リスクに対するエクスポージャーは、リスク管理方針で定められた限度額に沿ったものである。

長期債務－主要なコベナンツ（特約）

当グループの主な長期金融債務は、国際的な商慣行における一般的に採用されているコベナンツ（特約）によって管理されている。これらには特に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みで実施される債券発行、劣後非転換ハイブリッド債（いわゆる「ハイブリッド債」）の発行、銀行やその他の金融機関（欧州投資銀行やCassa Depositi e Prestiti SpAを含む）による融資が含まれる。

エネル及びEnel Finance International NV（これには、エネル・エスピーエーが保証するエネル及びEnel Finance International NVのグリーンボンドが含まれており、グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトの資金調達に使用されている）のグローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みの中で実施される債券発行に関する主なコベナンツ（特約）と、Enel Finance International NVが米国市場で発行し、エネル・エスピーエーが保証する債券に関するコベナンツは、以下のように要約することができる。

- 発行者及び保証人が、特定の金融債務を担保するために、資産又は収入の全部又は一部に抵当権、先取特権又はその他の抵当権を設定又は維持することができないという担保提供制限条項、ただし、同じ抵当権が当該債券に均等に又は比例して拡張される場合を除く。
- パリパス条項（同順位特約条項）の下では、社債及び関連する担保は、発行者及び保証人の直接的、無条件かつ無担保の義務を構成し、それらの間の優先権なしで発行され、発行者及び保証人の現在及び将来の他の劣後及び無担保社債と少なくとも同じ優先順位を有することとする。
- クロス・デフォルト条項では、発行者、保証人、場合によっては「重要な」子会社の特定の金融債務（閾値レベルを超える）に関するデフォルト・イベントの発生が、当該負債に関するデフォルトを構成し、直ちに返済期限が到来する。

2019年以来、Enel Finance International NVは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）の達成に向けて、欧州市場（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）債券発行プログラムの一環として）及び米国市場において、エネル・エスピーエーの保証を受けた「サステナブル」債券を多数発行してきた。
Enel Finance America LLCは、エネル・エスピーエーが保証する同種の「サステナブル」債券を米国市場で保有している。

会社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含むエネルのハイブリッド債に係る主なコベナンツは以下のとおりである。

- 劣後条項の下では、各ハイブリッド債は、会社が発行する他の全ての債券に劣後し、発行された他の全てのハイブリッド金融商品と同じ優先順位を持ち、資本性金融商品にのみ優先する。
- 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。

エネル・エスピーエー及びEnel Finance International NV、並びにその他のグループ会社の融資契約で想定されている主なコベナンツは、エネル・エスピーエーが取得したサステナビリティ・リンク・ローン・ファシリティ契約を含め、以下のとおりである。[1]

- 担保提供制限条項。これにより、債務者、及び場合によっては保証人が所有する各々の資産の全部又は一部に対する抵当権、先取特権、又はその他の債務の設定が制限される（明示的に許可された債務を除く）。
- 売却条項。これにより、債務者、及び場合によって保証人は、明示的に許可された売却を除き、所有する各々の資産又は事業を処分することはできない。
- パリパス条項。これにより、債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる。
- 管理変更条項。これにより、債務者、及び場合によって保証人に対し、融資条件の再交渉又は承諾された融資の強制的な早期返済を要求できる。
- 格付条項。これにより、債務者又は保証人は一定水準以上の格付を維持することを求められる。
- クロス・デフォルト条項。これにより、発行者又は場合によっては保証人の特定の（閾値水準を超えた）金融負債に関する債務不履行事象の発生が当該負債に関するデフォルトを構成し、直ちに返済を要請されることになる。

当該コベナンツは債務者の重要な会社又は子会社に対しても拘束力を有する場合もある。検討された全ての借入金では、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止といった国際的な商慣行に典型的な「債務不履行事由」を特定している。

加えて、Cassa Depositi e Prestiti SpAからのe-distribuzione SpAへの特定融資に対してe-distribuzione SpAのために当社が発行する保証は、各半期の測定期間の終了時に、当社の正味連結金融負債が年度連結EBITDAの4.5倍を超えないことを要求している。

最後に、Endesa SA、EnelAméricasSA、Enel Chile SA、その他のスペイン及びラテンアメリカの子会社（特にチリのEnel Generacion SA）の債務には、国際的な商慣習に典型的なコベナンツや債務不履行事由が含まれている。

46.3.2短期借入金 - 3,645百万ユーロ

2024年12月31日現在、短期借入金は3,645百万ユーロとなり、2023年12月31日現在と比べ1,124百万ユーロ減少した。その内訳は以下のとおりである。

---

1 2022年9月30日にEKFデンマークの輸出信用機関（その後、Export and Investment Fund of Denmark（EIFO）に統合）とCitiがEnel Finance America LLC（債務者）とエネル・エスピーエー（保証人）に供与したサステナビリティ連動ローンには、以下のような複数の追加コベナンツが規定されている。
>「風評被害」条項。これは、特定の規制の重大な抵触の結果、貸付銀行又は他者の信用が傷つけられたことが確認された場合に、貸付銀行が自ら引き受けた財務上の約定を取消し、かつ融資額の早期返済を要求できる条項。
> 特定の環境や社会の規制及び基準を確実に遵守するという債務者及び保証人の約定。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
短期銀行借入金	344	393	(49)
コマーシャル・ペーパー	2,406	2,499	(93)
現金担保及びその他のデリバティブによる資金調達	732	1,383	(651)
その他の短期借入金	163	494	(331)
短期借入金	**3,645**	**4,769**	**(1,124)**

合計2,406百万ユーロのコマーシャル・ペーパー債務は、Enel Finance International とEnel Finance Americaによる発行に関するものである。
コマーシャル・ペーパーに関する主なプログラムは次のとおりである。

- Enel Finance Internationalの8,000百万ユーロ
- Endesaの5,000百万ユーロ。
- Enel Finance Americaの5,000百万ドル（2024年12月31日時点で4,829百万ユーロ相当）。

2024年12月31日現在、発行されたコマーシャル・ペーパーの総額がサステナビリティ目標に関連している。

開発銀行及び輸出信用機関（ECA）による融資

サステナブル金融の特徴は、公的資本と民間資本の相乗効果にある。これら2つの資金源を統合することで、特に発展途上国や新興市場において、大きな経済的価値を生み出すことのできるスケーラブルなソリューションの開発が可能になる。
エネルは、サステナブルな開発のための民間資本活用を目的とする取引を通じて、開発銀行及び輸出信用機関（ECA）との間で、総額約10,000百万ユーロの新しい形態の融資を確保した。そのうち約50%がサステナビリティにリンクしている。より具体的には、2024年中に当グループは総額約1,000百万ユーロのこの種の融資契約を締結した。主なものには、輸出信用機関がEnel Chileに供与した総額286百万ドルの一般企業目的及びサステナビリティ連動融資が含まれる。

グリーンボンド

2017年から2019年にかけて、エネルグループは額面総額3,500百万ユーロのグリーンボンドを発行した。そのうち2024年12月31日現在の発行残高は2,249百万ユーロである。

46.4 デリバティブ金融負債

デリバティブ金融負債に関する詳細な情報は、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

46.5 純利得／(損失)

以下の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー別の純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	2024年度		2023年	
	純利得／(損失)	うち減損(損失)／利得	純利得／(損失)	うち減損(損失)／利得
償却原価で測定される金融資産	**(1,128)**	**(1,388)**	**(1,112)**	**(1,320)**
FVOCIで測定される金融資産				
FVOCIで測定される持分投資	-	-	-	-
FVOCIで測定されるその他の金融資産	19	-	15	-
FVOCIで測定される金融資産合計	**19**	**-**	15	**-**
FVTPLで測定される金融資産				
FVTPLで測定される金融資産	(23)	-	6	-
当初認識で指定される金融資産(公正価値オプション)	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融資産合計	**(23)**	**-**	**6**	**-**
償却原価で測定される金融負債	**(4,891)**	**-**	**(2,759)**	**-**
FVTPLで測定される金融負債				
トレーディング目的保有金融負債	-	-	-	-
当初認識で指定される金融負債(公正価値オプション)	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融負債合計	**-**	**-**	**-**	**-**

デリバティブ純損益の詳細については、注記12「デリバティブによる純金融収益／費用」を参照のこと。

注記47.リスク管理

金融リスク管理のガバナンス及び目的

事業の一環として、エネルグループは多種の金融リスク、特に金利リスク、商品リスク、為替リスク、信用及び取引先リスク並びに流動性リスクに晒されている。
業務報告書の「リスク管理」に記載されているように、当グループの財務リスクに関するガバナンス体制には、リスク委員会、専用方針、測定基準、業務上の限度額の設定が含まれる。エネルの主な目的は、金融リスクを適切に軽減し、予期せぬ結果の変動を引き起こさないようにすることである。
以下の項は上記金融リスクの詳細である。

金利リスク

金利リスクは主に金融商品の利用に由来し、変動金利、及び／又は新たな負債性金融商品の交渉において晒されている金融条件の不確実性に連動する場合に、金融負債にかかる費用の予想外の変化として、或いは（固定金利債務等）公正価値で測定される金融商品の価値の予想外の変化として現れる。
当グループが保有している主な金融負債は、社債、銀行借入金、他の借入先からの借入金、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ、商取引又はデリバティブ取引の担保として受領した現金保証金（保証、現金担保）が含まれる。
当グループは主に、金利リスクに対して、借入費用の安定化及び資金コストの抑制という二重の目的から、最適な財務構造の定義を通じて管理している。
当該目的は、契約の種類別、満期別、金利別に金融負債のポートフォリオを多様化するとともに、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを用いて特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて追求される。そのようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの変動によって相殺される。
代理ヘッジ手法は、リスク要因に対するヘッジ手段が市場で入手できない場合や流動性が不十分な場合等、他の多くの状況で利用することができる。
金利スワップを用いて、エネルグループは、変動金利フロー及び固定金利フローを、双方同額の想定元本に係る算出により、取引先と定期的に交換の合意をしている。
以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本を取引の種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
変動から固定への金利スワップ	6,875	5,996
固定から変動への金利スワップ	828	1,386
変動から変動への金利スワップ	556	644
合計	**8,259**	**8,026**

金利デリバティブの詳細については、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

2024年12月31日現在、長期金融債務の名目価額の22.4%が変動金利であった（2023年12月31日現在は22.3%）。金利リスクの有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると（IFRS-EUの規定に従い）、2024年12月31日現在、長期債務の名目価額の15.8%が金利リスクに晒されていた（2023年12月31日現在は17.6%）。
ヘッジ会計が適用されない金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、金利変動に晒される長期債務の名目価額の割合は変わらない。

これらの数値は、リスク管理方針に定められた限度に沿ったものである。

金利リスクの感度分析

エネルは、金融商品のポートフォリオに係る金利変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感度を分析している。
具体的には、感度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされない総負債に伴う金融費用における変動を引き起こすであろう市場シナリオの純損益及び株主持分に係る潜在的影響を測定する。
これらの市場シナリオは、報告日時点のイールド・カーブと25ベーシス・ポイントの差のある平行な上昇と下降をシミュレートすることによって得られる。
感度分析で用いられる方法及び条件に、前年度から変更はなかった。
他の全ての変数を一定に保った場合、当グループの税引前利益は金利水準の変化によって以下のように影響を受ける。

百万ユーロ	2024年				
		純損益に対する税引前影響		株主持分への税引前影響	
	ベーシス・ポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の変動金利長期債務に係る金融費用の増減	25	27	(27)		
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	3	(3)		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25			56	(56)
公正価値ヘッジ	25	(4)	4		

為替リスク

為替リスクは主として、表示通貨以外の外貨建取引に伴う財務諸表項目の予想外の変動として現れる。当グループの連結財務諸表はまた、当グループの表示通貨であるユーロへの外国子会社の現地通貨建て財務諸表の換算の結果として、換算リスクに晒されている。
当グループの為替リスクへのエクスポージャーは、燃料及び電力の購入又は販売、投資（資産化された費用のキャッシュ・フロー）、持分投資の配当及び購入又は売却、商業取引並びに金融資産及び金融負債に関連している。
当グループの為替リスクの管理方針は、連結に関連する換算の影響は除き、為替レートの水準における変動の純損益に係る影響の緩和を規定している。
為替リスクへのエクスポージャーを最小化するために、エネルは収益及び費用の源泉の地域的分散を実行し、商業契約に連動化メカニズムを用いている。エネルはまた、通常は店頭市場に係る各種のデリバティブを用いている。
当グループの金融商品ポートフォリオのデリバティブには、通貨間金利スワップ、通貨先渡及び通貨スワップが含まれる。当該商品の公正価値及び／又は予想キャッシュ・フローの変動が、対応するヘッジ対象の公正価値及び／又はキャッシュ・フローの変動を相殺するように、当該契約の期間が原商品の満期を超過しないようにしている。
通貨間金利スワップは、表示通貨以外の外貨建ての長期金融債務を表示通貨建て等価負債に変換することに用いられる。
通貨先渡は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（行使レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。当該契約では、2つの元本金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、若しくは行使レートと満期における為替レートの差異によって算出される差金の支払い（ノンデリバラブル・フォワード）が求められることがある。後者の場合、行使レート及び／又は直物為替レートが、所与の期間に観察されたレートの平均値として決定されることもある。
通貨スワップとは、異なる将来の日付において反対の符号の2つの取引（通常、一方は現物取引で他方は先渡取引）を行う契約であり、異なる通貨で表示される元本を交換するものである。

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の取引残高の想定元本をヘッジ対象の種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
ユーロ以外の通貨建債務をヘッジする通貨間金利スワップ（CCIRS）	25,720	25,890
商品に係る為替リスクをヘッジする通貨先渡	3,795	6,496
ユーロ建以外の通貨における将来キャッシュ・フローをヘッジする通貨先渡／通貨間金利スワップ（CCIRS）	1,818	3,134
その他の通貨先渡	292	602
合計	**31,625**	**36,122**

具体的には以下を含む。

- CCIRS（ユーロ以外の通貨建て債務の為替リスクのヘッジを目的とする）の想定元本が25,720百万ユーロ（2023年12月31日現在、25,890百万ユーロ）
- 通貨先渡及びクロス通貨スワップ（エネルギー及び金属商品の購入、並びにユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フローに関連する為替リスクのヘッジを目的とする）の想定元本総額が5,613百万ユーロ（2023年12月31日現在、9,630百万ユーロ）

「その他の通貨先物」には、表示通貨以外の通貨で予想されるキャッシュ・フローの為替リスクを軽減するために行われる店頭デリバティブ取引が含まれる。これには、主に発電部門における投資商品の購入に関連する取引、及びクラウド・サービス提供のための営業費用が含まれる。

2024年12月31日現在、グループの長期債務の49.2%（2023年12月31日現在、49.0%）はユーロ以外の通貨建てであった。

為替リスクのヘッジを考慮すると、為替リスクをヘッジしていない債務の割合は、2024年12月31日現在で16.2%（2023年12月31日現在、18.1%）であった。

これらの数値は、リスク管理方針に定められた限度に沿ったものである。

為替リスクの感度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感度を分析している。

具体的には、感度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされていない中／長期債務総計に伴う金融費用の変動が引き起こす市場シナリオの純損益及び株主持分への潜在的影響を測定する。

当該シナリオは、報告日現在で観察された数値と比較した、米ドルに対するユーロの10%の上昇／下落のシミュレーションを行うことで得られる。

前年と比較して、感度分析で用いられる方法及び仮定に変動はない。

他の全ての変数を一定に保った場合、為替レートの変動が税引前利益に及ぼす影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	2024年			
		純損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前の影響	
	上昇／下落率 ユーロ／米ドル	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	412	(503)		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%			(2,728)	3,332
公正価値ヘッジ	10%	(48)	58		

商品価格リスク

電力、ガス、石油、CO_2等のエネルギー商品や、鉱物・金属等の原材料の価格変動リスクは、価格の変動性とそれらの間の構造的な相関関係によって生じ、電力や燃料・原材料の価格変動による売買マージンにおける不確実性を発生させている（例えば、インデックス付き相対契約、スポット市場での取引等）。

2024年、欧州の電力・ガス商品価格は、ロシア・ウクライナ紛争とイスラエル・パレスチナ紛争の継続を反映して上昇傾向にある。しかし、先渡契約、契約条項の柔軟な利用、代理ヘッジ手法（ヘッジ・デリバティブが市場で入手できない場合や流動性が不十分な場合）等のグローバルやローカルのリスク管理戦略を採用することで、変動の激しい市場環境においても最適な結果を達成することができた。
当年度中、一部の地域で限定的にエネルギー商品のリスク限度額を超過した事例があったが、慎重なリスク管理とリスク軽減活動により速やかに抑制された。

インデックス契約のエクスポージャーは、エクスポージャーを生み出す契約を基礎となるリスク要因に分解することによって定量化される。
変動の影響を抑え、マージンを安定させるため、当グループのガバナンスによって決定された方針及び業務上の制限に従い、また、短期的な機会をとらえるための適切な柔軟性の余地を残しておくために、当社は（先渡調達及び長期商業契約のような）電力及びガスの生成及び販売に紐付く産業プロセスの様々な段階に影響する戦略、及びデリバティブ取引を用いたリスク軽減（ヘッジ）のための計画や技術を開発立案している。
当グループが販売する電力については、主に、相対的な現物契約（電力購入契約又はPPA）と金融契約（例えば、差額契約、仮想電力購入契約又はVPPA等）の形態の固定価格契約を採用しており、市場電力価格が行使価格を上回った場合は取引先に、逆の場合はエネルに差額が支払われる。

以下の表は、2024年12月31日現在のPPA及びVPPA契約の主な特徴を示している。

2024年12月31日現在

国	契約の種類	販売／購入	価格条件	契約電力量 (GWh)	期間 (年)	会計処理
イタリア	PPA	購入	固定価格	460.6	1-3	FVTPL
イタリア	PPA	購入	変動価格	722.5	1-3	FVTPL
イタリア	PPA	購入	固定価格	363.9	10	自己使用免除
イタリア	VPPA	販売	固定価格	1,350.0	3	CFH
イタリア	VPPA	販売	固定価格	600.0	3	CFH
イベリア	VPPA	購入	固定価格	22.0	9	FVTPL
イベリア	VPPA	購入	固定価格	20,926.0	15	CFH
イベリア	VPPA	販売	固定価格	15,860.0	18	CFH
ドイツ	VPPA	購入	変動価格	119.2	1-2	FVTPL
米国	VPPA	販売	固定価格	59.4	10-22	CFH
米国	VPPA	購入	固定価格	18.0	8-12	FVTPL
米国	VPPA	販売	固定価格	19.1	8-15	FVTPL
米国	VPPA	販売	固定価格	2.1	12-20	自己使用免除
米国	PPA	販売	固定価格	0.6	12	CFH
米国	PPA	販売	固定価格	5.7	12	FVTPL
米国	PPA	販売	固定価格	168.6	10-30	自己使用免除
米国	PPA	販売	変動価格	5.3	19	自己使用免除
南アフリカ	PPA	販売	固定価格	0.5	10-21	自己使用免除
ブラジル	PPA	販売	固定価格	76,048.0	1-20	自己使用免除
ブラジル	PPA	購入	固定価格	56,351.0	1-15	自己使用免除
チリ	PPA	販売	固定価格	287,797.0	5-15	自己使用免除
チリ	VPPA	販売	固定価格	29,379.1	4-10	自己使用免除
チリ	VPPA	購入	固定価格	34,527.0	5-15	自己使用免除
コロンビア	PPA	販売	固定価格	34,572.2	1-15	自己使用免除
コロンビア	PPA	販売	変動価格	315.3	1-9	自己使用免除
コロンビア	PPA	購入	固定価格	57,586.0	1-14	自己使用免除
グアテマラ	VPPA	販売	固定価格	2,836.3	1-7	自己使用免除
グアテマラ	VPPA	販売	変動価格	651.2	1	自己使用免除
パナマ	PPA	販売	固定価格	4,206.9	3-7	自己使用免除
パナマ	PPA	購入	固定価格	100.7	3-7	自己使用免除
コスタリカ	PPA	販売	固定価格	313.4	3-6	自己使用免除

そのような契約でヘッジされていないスポット市場でのエネルギー販売に関する残余エクスポージャーは、市場でのヘッジ取引で管理できる統一的なリスク要因別に集計される。代理ヘッジ手法は、エクスポージャーを発生させる特定のリスク要因に対するヘッジ手段が市場で入手できない場合、又は十分に流動性がない場合に、産業ポートフォリオに対して使用することができる。加えて、当社はグループ会社間エクスポージャーを相殺決済する機会を評価するために、ポートフォリオ・ヘッジ手法を用いている。

当グループは、ヘッジ手段には主に一般的なデリバティブを用いる（具体的には、先渡、スワップ、商品オプション、先物、及び差金契約）。

これらの製品のいくつかは、様々な基礎（主に電力、ガス、石油、CO_2）に連動させることができ、特定のニーズに対してアプローチを評価し、適応させることができる。

エネルはまた、当グループが関与するエネルギー商品市場における存在感を維持するために自己勘定取引を行っている。これらの業務は、規制市場及び店頭市場で取引される金融デリバティブ及び現物契約を利用してエネルギー商品（石油製品、ガス、石炭、CO_2証書、電力）のエクスポージャーを引き受け、ポートフォリオ・リスク分析に基づいて設定された限度額を常に遵守しつつ、予想される市場動向に基づいて取引を行うことにより利益を最適化することで構成されている。

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の取引残高の想定元本を商品種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
先渡及び先物契約	48,608	44,307
スワップ	6,024	7,694
オプション	1,464	1,407
合計	**56,096**	**53,408**

詳細は注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

商品価格リスクの感度分析

以下の表は、他の全ての変数を一定に保った場合の、同一日のシナリオに用いられた評価モデルに基づき、合理的に可能な商品価格の変動に対する感度を分析した結果を示している。

燃料シナリオを構成する主要な商品において価格曲線における+15%と-15%の移行、及び契約に用いられている算式バスケットの税引前利益に対する影響は、主に電力、石油製品、及びガスの価格の変動に起因する。同様の移行の株主持分に対する影響は、主として電力及びガスの価格変動によるものである。その他の商品の価格変動に対する当グループのエクスポージャーに重要性はない。

百万ユーロ	2024年				
		純損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前の影響	
	商品価格	増加	減少	増加	減少
商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値の変動	15%	(156)	178	-	-
ヘッジ手段として指定される商品デリバティブの公正価値の変動	15%	(16)	9	(249)	257

信用リスク及び取引先リスク

当グループは、商業取引、商品取引及び金融取引を行っており、これらの取引の相手方の信用力の低下又は契約上の支払義務の不履行が発生した場合に、収入キャッシュ・フローの途絶及び回収費用の増加（決済リスク）、並びに市場環境が不利な条件で交渉された類似の取引に代替されることによる収入フローの減少（代替リスク）等の信用リスクに晒されている。その他のリスクには、単一の取引先又は関連する顧客グループ、あるいは同一セクター又は同一地理的地域で営業する取引先に対する重要なエクスポージャーに関連する風評リスク及び財務リスクが含まれる。

したがって、信用リスク及び取引先リスクへのエクスポージャーは以下の種類の取引に起因する。

- 自由で規制された市場における電気とガスの販売と流通、商品とサービスの供給（グループ以外の債務者に関する営業債権）
- 現物取引又は金融商品の取引を伴う取引活動（商品ポートフォリオ）
- デリバティブ、銀行預金及び、より一般的には、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）

信用リスクと取引先リスクを最小化するために、信用エクスポージャーは、地域／国／グローバルの事業ラインのレベルで異なるユニットによって管理され、それによってリスク管理とコントロール活動の必要な分離が確保されている。連結エクスポージャーの監視はエネル・エスピーエーによって実施されている。

加えて、グループレベルでは、商業信用エクスポージャーを測定、監視、管理する際に、地域／国／グローバルの主要事業ライン全て及び連結レベルで統一された基準を使用することを規定しており、未収債権残高の質の悪化及び取るべき緩和措置を迅速に特定することができる。

商業活動に関連する信用リスク及び取引先リスクを管理するための方針は、取引先の信用力の予備的評価及び担保又は無担保保証の取得等の軽減手段の採用を規定している。
また、当グループは、債権を償還請求権なしでファクタリングする取引を行っており、その結果、当該ファクタリングに係る資産については、リスク及び報酬が移転されたため、完全に認識を中止している。
最後に、金融・商品取引については、地域／国／グローバルの事業ラインのレベルでの実施を含め、グループレベルで統一された取引先評価システムを採用するとともに、リスク削減条項（相殺決済契約等）を含む特定の標準化された契約フレームワークを採用し、場合によっては現金担保の交換を行うことにより、リスク削減を図っている。
2024年には、一部の顧客層の回収状況が一時的に悪化したものの、前年の状況にまで回復した。2024年においても、回収プロセスの強化（回収チャネルと通知のデジタル化、返済計画の付与）及び顧客基盤の健全な多様化が寄与したこともあり、グループのポートフォリオは現在のマクロ経済状況に対してレジリエンスを示している。

貸付資産

百万ユーロ

			2024年12月31日現在		
ステージ	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
正常債権	12か月の予想信用損失	4.7%	6,240	292	5,948
懸念債権	全期間の予想信用損失	1.2%	166	2	164
破綻債権	全期間の予想信用損失	5.9%	370	22	348
合計			**6,776**	**316**	**6,460**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産:個別測定

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**98**	**-**	**98**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.5%	6,654	31	6,623
支払期限経過営業債権:				
- 1〜30日	1.4%	218	3	215
- 31〜60日	12.7%	63	8	55
- 61〜90日	2.2%	45	1	44
- 91〜120日	4.4%	45	2	43
- 121-150日	7.4%	27	2	25
- 151-180日	12.1%	33	4	29
- 180日超 (信用減損)	86.8%	1,424	1,236	188
営業債権合計		**8,509**	**1,287**	**7,222**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	2.3%	1,663	38	1,625
支払期限経過その他の金融資産:				
- 1〜30日	-	2	-	2
- 31〜60日	-	1	-	1
- 61〜90日	-	-	-	-
- 91〜120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	7	2	5
- 180日超 (信用減損)	28.8%	104	30	74
その他の金融資産合計		**1,777**	**70**	**1,707**
合計		**10,384**	**1,357**	**9,027**

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**83**	**-**	**83**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.5%	6,225	32	6,193
支払期限経過営業債権:				
- 1〜30日	2.0%	350	7	343
- 31〜60日	1.9%	103	2	101
- 61〜90日	5.3%	38	2	36
- 91〜120日	12.2%	41	5	36
- 121-150日	13.2%	53	7	46
- 151-180日	8.2%	49	4	45
- 180日超 (信用減損)	83.9%	1,474	1,236	238
営業債権合計		**8,333**	**1,295**	**7,038**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	0.4%	1,690	7	1,683
支払期限経過その他の金融資産:				
- 1〜30日	-	25	-	25
- 31〜60日	-	-	-	-
- 61〜90日	-	-	-	-
- 91〜120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	2	-	2
- 151-180日	-	-	-	-
- 180日超 (信用減損)	2.7%	75	2	73
その他の金融資産合計		**1,792**	**9**	**1,783**
合計		**10,208**	**1,304**	**8,904**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産:一括測定

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	**2.2%**	**139**	**3**	**136**
営業債権				
支払期限前営業債権	3.1%	6,064	190	5,874
支払期限経過営業債権:				
- 1〜30日	4.1%	801	33	768
- 31〜60日	22.5%	187	42	145
- 61〜90日	35.7%	115	41	74
- 91〜120日	40.7%	118	48	70
- 121-150日	30.6%	85	26	59
- 151-180日	48.4%	95	46	49
- 180日超 (信用減損)	55.0%	3,730	2,050	1,680
営業債権合計		**11,195**	**2,476**	**8,719**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	0.4%	260	1	259
支払期限経過その他の金融資産:				
- 1〜30日	3.0%	33	1	32
- 31〜60日	-	-	-	-
- 61〜90日	-	-	-	-
- 91〜120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	-	-	-
- 180日超 (信用減損)	100.0%	1	1	-
その他の金融資産合計		**294**	**3**	**291**
合計		**11,628**	**2,482**	**9,146**

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	**1.3%**	**150**	**2**	**148**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.9%	8,322	239	8,083
支払期限経過営業債権:				
- 1〜30日	2.6%	802	21	781
- 31〜60日	44.3%	70	31	39
- 61〜90日	19.5%	210	41	169
- 91〜120日	25.8%	132	34	98
- 121-150日	50.8%	132	67	65
- 151-180日	52.9%	119	63	56
- 180日超 (信用減損)	57.9%	3,428	1,984	1,444
営業債権合計		**13,215**	**2,480**	**10,735**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	-	604	-	604
支払期限経過その他の金融資産				
- 1〜30日	66.7%	3	2	1
- 31〜60日	-	-	-	-
- 61〜90日	-	-	-	-
- 91〜120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	2	-	2
- 180日超 (信用減損)	50.0%	2	1	1
その他の金融資産合計		**611**	**3**	**608**
合計		**13,976**	**2,485**	**11,491**

流動性リスク

流動性リスクは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を、当グループが完済できるかどうかの不確実性として顕在化する。
エネルは、追加的な資金調達手段に頼ることなく一定の期間内に予想されるコミットメントの履行のために、適切なレベルの流動性資金の確保を目的とする措置を実施すること、及び予期せぬコミットメントの履行に十分な健全な流動性準備金を保持することにより流動性リスクを管理している。
さらに、中長期的なコミットメントの履行のため、エネルは、資金需要を満たすための資金源の多様化と、バランスの取れた支払スケジュールを実現できる借入戦略を追求している。
短期的には、手許流動性、短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資金源の適切な水準の維持により流動性リスクは緩和される。
長期的には、流動性リスクは、当社債務のバランスの取れた支払スケジュール、異なる通貨及び多様な取引先による異なる市場の多様な資金調達源へのアクセスの維持により軽減される。
流動性リスクの軽減は、当グループに資本市場へのアクセス確保と資金コスト抑制につながる信用格付の維持を可能にし、財務状態及び経営成績に好影響を及ぼす。2024年のエネルのリスク特性については、2023年12月と比較した格付では、ムーディーズでは「Baa1（見通しはネガティブ）」から「Baa1（見通しは安定的）」に改善し、フィッチとスタンダード＆プアーズでは、それぞれ「BBB+（見通しは安定的）」と「BBB（見通しは安定的）」を維持した。

流動性の効率的管理のため、持株会社レベルで大部分の財務活動一元的に行い、主に通常業務から生み出される現金の活用と余剰現金の適切な管理により流動性の必要性を満たしている。

当グループは以下の未使用の信用枠及びコマーシャル・ペーパー・プログラムを保有している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	1年以内に期限到来	1年超満期	1年以内に期限到来	1年超満期
コミットされた信用枠	374	19,386	823	19,040
コミットされていない信用枠	941	-	734	-
コマーシャル・ペーパー	15,423	-	15,027	-
合計	**16,738**	**19,386**	**16,584**	**19,040**

満期分析

下表は、2024年12月31日現在の当グループの長期･短期金融負債総額の返済計画の満期特性の概要である。

百万ユーロ	満期						
	3か月未満	3か月～1年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
長期金融債務総額							
社債:							
- 上場固定金利	983	2,475	3,913	3,818	1,754	2,907	10,782
- 上場変動金利	-	315	368	203	105	290	475
- 非上場固定金利	-	1,448	1,208	1,659	2,169	1,962	10,435
- 非上場変動金利	-	97	97	97	-	-	40
社債合計	**983**	**4,335**	**5,586**	**5,777**	**4,028**	**5,159**	**21,732**
銀行借入金:							
- 固定金利	59	175	417	755	1,023	129	907
- 変動金利	185	1,323	2,550	1,423	1,553	908	5,072
- リボルビング信用枠の利用	-	-	-	-	18	-	-
銀行借入金合計	**244**	**1,498**	**2,967**	**2,178**	**2,594**	**1,037**	**5,979**
リース:							
- 固定金利	93	213	287	230	182	139	1,748
- 変動金利	3	9	9	3	3	5	7
リース合計	**96**	**222**	**296**	**233**	**185**	**144**	**1,755**
その他のノンバンク借入金(1):							
- 固定金利	19	42	66	38	14	15	217
- 変動金利	-	-	13	17	13	8	13
その他のノンバンク借入金合計	**19**	**42**	**79**	**55**	**27**	**23**	**230**
長期金融債務総額合計	**1,342**	**6,097**	**8,928**	**8,243**	**6,834**	**6,363**	**29,696**
短期金融負債総額							
短期銀行借入金	61	283	-	-	-	-	-
コマーシャル･ペーパー	2,406	-	-	-	-	-	-
デリバティブ及びその他の資金調達に係る現金担保	732	-	-	-	-	-	-
その他の短期金融負債(2)	162	15	-	-	-	-	-
短期金融負債総額合計	**3,361**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金融債務総額合計	**4,703**	**6,395**	**8,928**	**8,243**	**6,834**	**6,363**	**29,696**

(1) 財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」に表示されている「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」を含む。

(2) 財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示されている「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」を含む。

商品購入約定債務

エネルグループは、事業を遂行する上で、将来の一定時期に特定数量の商品を自己使用するために購入する契約を結んでおり、これはIFRS第9号で規定されている自己使用の例外に適格である。

以下の表は、2024年12月31日現在の約定債務残高に関連する割引前キャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2024年～2027年	2028年～2032年	2033年～2037年	**それ以降**
商品購入約定債務					
- **電力**	56,438	18,947	15,289	12,478	9,724
- **燃料**	44,008	23,984	12,706	6,297	1,021
合計	**100,446**	**42,931**	**27,995**	**18,775**	**10,745**

注記48.金融資産及び金融負債の相殺

2024年12月31日現在、金融資産及び金融負債を純額で決済することはエネルグループの方針ではないため、当グループは資産及び負債の相殺ポジションを保有していない。

注記49.デリバティブ及びヘッジ会計

以下の表は、ヘッジ会計の要件を充たす、又はFVTPLで測定されるデリバティブ金融資産及びデリバティブ金融負債の想定元本及び公正価値の内訳を、ヘッジ関係の種類及びヘッジ対象リスクに基づいて分類し、流動商品及び非流動商品に区分して示している。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建ての金額は、World Markets Refinitiv Company（WMR）**提供の公表期末為替レートで換算されている。**

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定		公正価値		想定		公正価値	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
デリバティブ資産								
公正価値ヘッジ・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	468	556	54	101	-	-	-	-
- 為替デリバティブ	374	90	49	12	162	-	18	-
合計	**842**	**646**	**103**	**113**	**162**	**-**	**18**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	3,236	4,090	107	174	765	54	3	1
- 為替デリバティブ	13,903	11,060	1,331	1,007	3,971	4,393	246	145
- 商品デリバティブ	1,348	4,094	336	883	3,902	5,560	452	1,818
合計	**18,487**	**19,244**	**1,774**	**2,064**	**8,638**	**10,007**	**701**	**1,964**
トレーディング・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	10	-	-	-	-	-	-	-
- 為替デリバティブ	-	84	-	1	713	1,734	23	24
- 商品デリバティブ	817	858	124	205	20,202	17,511	2,770	4,419
- その他	137	-	2	-	-	-	-	-
合計	**964**	**942**	**126**	**206**	**20,915**	**19,245**	**2,793**	**4,443**
デリバティブ資産合計	**20,293**	**20,832**	**2,003**	**2,383**	**29,715**	**29,252**	**3,512**	**6,407**

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定		公正価値		想定		公正価値	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
デリバティブ負債								
公正価値ヘッジ・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	675	675	16	27	-	554	-	17
- 為替デリバティブ	605	929	12	78	-	-	-	-
合計	**1,280**	**1,604**	**28**	**105**	**-**	**554**	**-**	**17**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	2,955	1,897	116	91	50	100	-	-
- 為替デリバティブ	9,126	11,173	1,607	1,830	1,456	4,785	105	332
- 商品デリバティブ	3,738	3,075	1,031	1,143	4,056	4,696	631	1,627
合計	**15,819**	**16,145**	**2,754**	**3,064**	**5,562**	**9,581**	**736**	**1,959**
トレーディング・デリバティブ:								
- 金利デリバティブ	-	-	-	-	100	100	29	29
- 為替デリバティブ	4	67	-	1	1,311	1,807	36	28
- 商品デリバティブ	760	921	133	203	21,273	16,693	2,783	4,428
合計	**764**	**988**	**133**	**204**	**22,684**	**18,600**	**2,848**	**4,485**
デリバティブ負債合計	**17,863**	**18,737**	**2,915**	**3,373**	**28,246**	**28,735**	**3,584**	**6,461**

前へ　次へ

49.1 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ

デリバティブは取引約定額の公正価値で当初認識され、その後、公正価値で再評価される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。
ヘッジ会計は、IFRS第9号で規定された全ての要件を充たす場合に、金利リスク、為替リスク、(仮想PPAを含む) 商品価格リスク等のリスクを軽減するために行なわれるデリバティブに適用される。
取引の開始時に、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象との関係、並びにリスク管理の目的と戦略を文書化する。また、当グループは、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺する効果が高いかどうか、ヘッジの開始時及び継続時の双方における評価も文書化する。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当グループは当該取引の可能性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化する。
リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当グループはデリバティブを以下のいずれかに指定している。
＞ 公正価値ヘッジ
＞ キャッシュ・フロー・ヘッジ
当グループが晒されている金融商品から生じるリスクの性質及びその程度に関する詳細は、注記47「リスク管理」を参照のこと。

ヘッジ関係が有効であるためには、以下の全ての要件を充たさなければならない。
＞ ヘッジ手段及びヘッジ対象との間の経済的関係の存在
＞ 信用リスクによる影響が経済関係から生じた価値変動の大部分を占めていないこと
＞ 当初指定時のヘッジ比率は、リスク管理目的におけるヘッジ比率と同一であること (すなわち、事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の数量と、企業が実際に使用しているヘッジ手段の数量が同じである)。

経済関係の存在は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算を通じて当グループが評価している。
＞ ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一の場合には、経済関係の存在は定性分析で評価する。
＞ 一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象のリスクが同一でない場合には、経済的関係の有無について定性的な分析に加え、定量的な手法により経済的関係の有無を検証する (すなわち線形回帰)。

商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジの有効性に基づいて格付される、市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を可能性のあるリスク要素の各々について決定する格付マトリックスから推定される。
信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策 (担保、相互中途解約条項、相殺決済契約等) の存在を考慮している。

当グループは、ヘッジの非有効性を最小化させるため、ヘッジ・デリバティブの基礎リスクはヘッジ・リスクと同等であることから、全てのヘッジ関係において (商品価格リスクのヘッジを含む) ヘッジ比率を1:1に設定している。
ヘッジの非有効性は、以下の方法で評価される。
＞ ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブに係る信用リスク調整を含めた非有効性の発生源が他にない場合は、定性的評価。
＞ ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は少なくとも1つの非有効性の発生源がある場合は、定量的計算 (ドルオフセット)。この方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の報告日と開始日との間の変動を比較するものである。

ヘッジの非有効性の主な原因には以下のものが考えられる。

- 基準差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローを変動させる変数とは異なる変数に依存している）
- 期間差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済の日が異なる）
- 数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）
- その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）
- 信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する資産、負債又は確定約定債務における公正価値の変動によるエクスポージャーから当グループを保護するために用いられる。

ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。

ヘッジがヘッジ会計の基準を満たさなくなった場合、実効金利法が適用されているヘッジ対象の帳簿価額の調整額は、満期までの期間にわたって純損益を通して償却される。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識された資産若しくは負債、又は純損益に影響を与える可能性の高い取引に起因する将来キャッシュ・フローの変動に対する当グループのエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。

非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間における純損益に振替えられる。

ヘッジ対象が非金融資産又は負債である場合、株主持分に累積された金額は、ヘッジされた資産又は負債の帳簿価額に含まれる（すなわち、「ベーシス調整」）。

ヘッジ手段が失効した又は売却された場合、若しくはヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

先渡契約を使用したヘッジ関係については、先渡要素（純損益対その他の包括利益）の会計処理は場合に応じて決定される。

逆に、通貨金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当グループは、外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用としてその他の包括利益（OCI）に表示する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、当グループは、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（いわゆる流動性に基づくアプローチ）を適用している。

このアプローチでは、市場で入手可能な最も流動性の高いデリバティブを使用する必要がある。

流動性に基づくアプローチでは、新しいデリバティブが特定の流動性要件と代理有効性要件を満たす場合に限り、デリバティブを新しいデリバティブに置き換えてロールオーバーすることができる。

当該要件を充たしているかは四半期ごとに検証する。

ロールオーバー日において、ヘッジ関係は終了せず、新しいデリバティブは引き続きOCIで認識され、従前のデリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

49.1.1 ヘッジ対象リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在で未決済の取引に使用されている主な通貨に係る金利リスクをヘッジする金融商品の、想定元本額及び平均金利を、満期別に示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	816	802	1,978	15	212	4,326	8,149
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	550	590	1,505	15	212	3,546	6,418
ユーロ建てIRSの平均金利 (%)	1.93	2.02	3.26	0.86	4.12	2.13	
米ドル建てIRSに関連する想定元本	-	-	473	-	-	416	889
米ドル建てIRSの平均金利 (%)			3.28			4.35	

百万ユーロ	満期						
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	708	564	879	1,975	19	3,781	7,926
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	608	564	636	1,532	19	3,141	6,500
ユーロ建てIRSの平均金利 (%)	4.56	1.92	2.12	3.38	0.86	2.37	
米ドル建てIRSに関連する想定元本	46	-	-	444	-	210	700
米ドル建てIRSの平均金利 (%)	0.70			3.28		5.05	

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在において未決済の取引の金利リスクのヘッジ手段の想定元本及び公正価値を、ヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	変動金利借入金／債券	52	-	456	98	-	544
金利スワップ	固定金利借入金／債券	2	(16)	687	3	(44)	1,241
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動利付債券	5	(45)	940	12	(49)	1,040
金利スワップ	変動利付貸付資産	-	(8)	141	-	(7)	145
金利スワップ	変動金利借入金	105	(63)	5,925	163	(35)	4,956
合計		**164**	**(132)**	**8,149**	**276**	**(135)**	**7,926**

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の金利リスクに関する、ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	468	556	54	101	675	1,229	(16)	(44)
合計	468	556	54	101	675	1,229	(16)	(44)
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	4,001	4,144	110	175	3,005	1,997	(116)	(91)
合計	4,001	4,144	110	175	3,005	1,997	(116)	(91)
金利デリバティブ合計	4,469	4,700	164	276	3,680	3,226	(132)	(135)

2024年12月31日現在、ヘッジ手段に分類されるデリバティブの想定元本は8,149百万ユーロとなり、これに対応する公正価値は32百万ユーロのプラスとなった 。

2023年12月31日との比較では、想定元本は主に以下を反映して223百万ユーロ増加した。

- 708百万ユーロの金利スワップの満期
- 原資産の早期償還に伴う、65百万ユーロの金利スワップの早期解約
- 1,380百万ユーロの金利スワップの新たな発生
- 償却金利スワップの想定元本の370百万ユーロ減少

公正価値の109百万ユーロの減少は主に2024年中のイールド・カーブの動向を反映している。この主な要因は、この数年間続いていた金融引き締め政策が、特に2024年下半期に漸進的に緩和されたことである。

公正価値ヘッジ･デリバティブ

以下の表は、2024年及び前年の双方における、公正価値ヘッジ･デリバティブの公正価値及び金利リスクに起因するヘッジ対象に関する純損益を通じて認識された純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	2024年度	2023年度
	純利得／(損失)	純利得／(損失)
金利ヘッジ商品	(5)	125
ヘッジ対象	15	(132)
非有効部分	**10**	**(7)**

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	1,143	38	38	1,785	57	57

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
固定金利借入金	661	(14)	14	1,186	(43)	44
固定金利債券	14	2	(2)	14	2	(2)
変動金利債券	522	(31)	(53)	671	41	(107)
合計	**1,197**	**(43)**	**(41)**	**1,871**	**-**	**(65)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる今後数年間の期待キャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	110	49	23	18	12	10	18
負の公正価値	(116)	(13)	(30)	(24)	(19)	(19)	(26)

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における、金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	7,006	(6)	(6)	6,141	84	84

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジ（CFH）のヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在				
	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
変動利付債券	40	-	(40)	-	-	37	-	(37)	-	-
変動利付貸付資産	8	-	(8)	-	-	7	-	(7)	-	-
変動金利借入金	(54)	(14)	54	-	2	(149)	(20)	149	-	(1)
合計	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**	**(105)**	**(20)**	**105**	**-**	**(1)**

為替リスク

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在で未決済の取引に使用されている主な通貨に係る為替リスクをヘッジする金融商品の、想定元本額の満期特性及び関連平均契約為替レートを示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
CCIRSの想定元本合計	2,699	1,304	3,215	2,173	3,097	13,264	25,752
想定元本 - CCIRSユーロ／米ドル	2,171	1,207	2,421	2,173	1,984	9,658	19,614
平均為替レート - ユーロ／米ドル	1.07	1.18	1.09	1.18	1.11	1.14	
想定元本 - CCIRSユーロ／英ポンド	-	-	605	-	907	2,406	3,918
平均為替レート - ユーロ／英ポンド			0.90		0.84	0.81	
想定元本 - CCIRSユーロ／スイス・フラン	-	-	-	139	-	-	139
平均為替レート - ユーロ／スイス・フラン				1.21			
想定元本 - CCIRSドル／ブラジル・レアル	246	97	-	-	-	479	822
平均為替レート - 米ドル／ブラジル・レアル	5.22	5.30				4.27	
想定元本 - CCIRSユーロ／ブラジル・レアル	216	-	50	-	-	-	266
平均為替レート - ユーロ／ブラジル・レアル	6.05		3.92				
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本合計	2,890	920	35	-	-	-	3,845
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／米ドル	2,602	920	35	-	-	-	3,557
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.10	1.12	1.12				
想定元本 - 通貨先渡米ドル／コロンビア・ペソ	200	-	-	-	-	-	200
平均通貨先渡レート - ユーロ／コロンビア・ペソ	4,243.18						
想定元本 - 通貨先渡米ドル／メキシコ・ペソ	47	-	-	-	-	-	47
平均通貨先渡レート - 米ドル／メキシコ・ペソ	21.13						
想定元本 - 通貨先渡CLF (チリ ウニダ・デ・フォメント) ／米ドル	12	-	-	-	-	-	12
平均通貨先渡レート - CLF (チリ ウニダ・デ・フォメント) ／米ドル	39.59						
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／オフショア人民元	11	-	-	-	-	-	11
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.70						

百万ユーロ	満期						
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
CCIRSの想定元本合計	4,562	2,577	1,222	2,337	2,037	13,386	26,121
想定元本 - CCIRSユーロ／米ドル	2,213	2,036	1,132	1,560	2,037	9,102	18,080
平均為替レート - ユーロ／米ドル	1.13	1.07	1.07	1.10	1.18	1.15	
想定元本 - CCIRSユーロ／英ポンド	981	-	-	577	-	3,856	5,414
平均為替レート - ユーロ／英ポンド	0.88			0.90		0.82	
想定元本 - CCIRSユーロ／スイス・フラン	242	-	-	140	-	-	382
平均為替レート - ユーロ／スイス・フラン	1.07			1.21			
想定元本 - CCIRSドル／ブラジル・レアル	279	231	91	-	-	387	988
平均為替レート - 米ドル／ブラジル・レアル	5.50	5.22	5.30			4.13	
想定元本 - CCIRSユーロ／ブラジル・レアル	445	231	-	60	-	-	736
平均為替レート - ユーロ／ブラジル・レアル	6.25	6.05		3.92			
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本合計	4,616	1,186	507	-	-	-	6,309
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／米ドル	3,144	1,042	507	-	-	-	4,693
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.10	1.11	1.13				
想定元本 - 通貨先渡米ドル／ブラジル・レアル	938	141	-	-	-	-	1,079
平均通貨先渡レート - 米ドル／ブラジル・レアル	873.05	885.2239					
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／オフショア人民元	175	-	-	-	-	-	175
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.81						
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／チリ・ペソ	130	-	-	-	-	-	130
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリ・ペソ	4.95						
想定元本 - 通貨先渡米ドル／コロンビア・ペソ	122	2	-	-	-	-	124
平均通貨先渡レート - ユーロ／コロンビア・ペソ	4,498.97	4,597.37					

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在において未決済の取引の為替リスクに係るヘッジ手段の想定元本及び公正価値をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**資産**	**負債**		**資産**	**負債**	
		2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建固定金利借入／債券**	67	(12)	1,141	12	(78)	1,019
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建変動利付借入**	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建変動金利借入／金融資産**	115	(4)	612	67	(36)	754
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建固定金利借入／金融資産**	39	(70)	1,455	5	(220)	2,104
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建変動利付債券**	8	(2)	202	56	-	250
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建固定金利債券**	1,223	(1,625)	22,310	965	(1,724)	21,763
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建将来キャッシュ・フロー**	-	(7)	32	-	(43)	231
通貨先渡	**外貨建将来キャッシュ・フロー**	1	-	39	2	(1)	117
通貨先渡	**将来の外貨建商品購入額**	181	(3)	3,527	54	(126)	5,666
通貨先渡	**外貨建投資商品等購入額**	10	(1)	279	3	(12)	526
合計		**1,644**	**(1,724)**	**29,597**	**1,164**	**(2,240)**	**32,430**

キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジには以下が含まれる。

- **ユーロ以外の外貨建変動利付債務の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨間金利スワップの想定元本は24,906百万ユーロ、公正価値はマイナス378百万ユーロ**
- **ユーロ以外の外貨建固定利付債務の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨間金利スワップの想定元本は846百万ユーロ、公正価値はプラス110百万ユーロ**
- **ユーロ以外の外貨建てのエネルギー及び金属商品の購入、並びに期待キャッシュ・フローに伴う為替リスクをヘッジするために用いられた通貨先渡の想定元本は3,566百万ユーロ、公正価値は合計プラス179百万ユーロ**
- **発電部門の投資財購入、クラウド・サービス供給の事業費用、及び再生可能エネルギー販売からの収益に関連する表示通貨以外の通貨建て期待キャッシュ・フローの為替リスクの軽減のための店頭取引による通貨先渡の想定元本279百万ユーロ、公正価値はプラス9百万ユーロ**

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の外国為替デリバティブの想定元本及び公正価値をヘッジの種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
CCIRS	536	90	67	12	605	929	(12)	(78)
合計	**536**	**90**	**67**	**12**	**605**	**929**	**(12)**	**(78)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
通貨先渡	3,609	1,979	192	59	236	4,330	(4)	(140)
CCIRS	14,265	13,474	1,385	1,093	10,346	11,628	(1,708)	(2,022)
合計	**17,874**	**15,453**	**1,577**	**1,152**	**10,582**	**15,958**	**(1,712)**	**(2,162)**
為替デリバティブ合計	**18,410**	**15,543**	**1,644**	**1,164**	**11,187**	**16,887**	**(1,724)**	**(2,240)**

2024年12月31日現在のCCIRSの想定元本は25,752百万ユーロで、2023年12月31日現在の26,121百万ユーロから369百万ユーロ減少した。その中で特筆すべきものは以下のとおりである。

- 総額3,707ユーロのCCIRSが失効した。
- 新規デリバティブは2,188百万ユーロとなった。
- 想定元本は、ユーロの主要通貨に対する為替レートの変動による増加が償却の影響により一部相殺された結果、1,150百万ユーロ増加した。

2024年12月31日現在の通貨先渡の想定元本は3,845百万ユーロ（2023年12月31日現在、6,309百万ユーロ）で、2,464百万ユーロ減少した。為替リスク、特に米ドルに関連するリスクは、主にエネルギーと金属商品の購入及び投資に関するキャッシュ・フローによるものである。

2024年度にこれらのデリバティブの想定元本が大幅に減少した主な要因は、化石燃料購入に係る通貨ヘッジが減少したためである。

268百万ユーロの正味公正価値の改善は、為替レート、特にユーロが対米ドルで上昇したことを反映したものである。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、2024年及び前年の、為替リスクに起因する、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値及びヘッジ対象の変動を反映した純損益を通じて認識される純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	2024年度	2023年
	純利得／(損失)	純利得／(損失)
金利ヘッジ商品	129	20
ヘッジ対象	(135)	(12)
非有効部分	**(6)**	**8**

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における為替リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ(CCIRS)	1,141	55	53	1,019	(66)	(68)

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	帳簿価額	内訳:ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	内訳:ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
外貨建固定金利債券	534	(71)	14	500	(77)	48
外貨建固定金利借入	515	(22)	(72)	434	(7)	24
合計	**1,049**	**(93)**	**(58)**	**934**	**(84)**	**72**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる今後数年間に期待されるキャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ･フローの分布					
	2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
為替レートに係るキャッシュ･フロー･ヘッジ･デリバティブ							
正の公正価値	1,577	484	421	320	427	249	1,921
負の公正価値	(1,712)	(76)	24	16	39	53	308

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における為替リスクのキャッシュ･フロー･ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ(CCIRS)	24,611	(323)	(586)	25,102	(930)	(919)
通貨先渡	3,845	188	194	6,309	(80)	(73)
合計	**28,456**	**(135)**	**(392)**	**31,411**	**(1,010)**	**(992)**

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ･フロー･ヘッジ(CFH)のヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在				
	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の効果(1)	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の効果(1)
外貨建変動利付借入	(112)	112	-	(1)	-	(31)	31	-	-	-
外貨建固定金利借入	31	(31)	(1)	1	-	219	(219)	4	-	-
外貨建変動利付債券	(6)	6	-	-	-	(56)	56	-	-	-
外貨建固定金利債券	797	(797)	264	2	128	861	(861)	(15)	-	118
外貨建将来キャッシュ･フロー(CCIRSによるヘッジ)	7	(7)	-	-	-	43	(43)	-	-	-
外貨建将来キャッシュ･フロー(先渡によるヘッジ)	(1)	1	-	-	-	(1)	1	-	-	-
将来の外貨建商品購入額	(179)	179	-	-	-	72	(72)	(1)	-	-
外貨建投資商品等購入額	(14)	14	(5)	-	-	3	(3)	(6)	-	-
合計	**523**	**(523)**	**258**	**2**	**128**	**1,110**	**(1,110)**	**(18)**	**-**	**118**

(1) **外貨建債券ヘッジのためのCCIRSを取得した日から、実際の融資実行までの間の直物為替レートの変動に伴う影響。**

商品価格リスク

百万ユーロ	満期						
	2025年	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
商品スワップ							
電力の想定元本	285	207	201	150	148	600	1,591
電力の平均商品スワップ価格（ユーロ／MWh）	62.7	55.5	53.6	33.5	33.2	32.8	
ガスの想定元本	1,718	453	25	22	21	28	2,267
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	35.1	39.5	4.3	4.1	3.9	3.4	
石油の想定元本	555	12	-	-	-	-	567
石油の平均商品スワップ価格（ドル／バレル）	37.6	28.2	26.8	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力の想定元本	2,607	431	283	169	162	490	4,142
電力の平均商品先渡／先物価格　（ユーロ／MWh）	79.1	23.9	17.8	16.2	15.6	16.5	
ガスの想定元本	2,538	992	1	-	-	-	3,531
ガスの平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	36.9	31.0	27.4	-	-	-	
CO_2の想定元本	495	47	-	-	-	-	542
CO_2の平均商品先渡／先物価格（ユーロ/トン）	82.5	69.3	-	-	-	-	
石油の想定元本	357	-	-	-	-	-	357
石油の平均商品先渡／先物価格（ドル／バレル）	71.0	-	-	-	-	-	
商品オプション							
電力の想定元本	6	6	-	-	-	35	47
電力の平均商品オプション価格（ユーロ／MWh）	3.7	3.7	-	-	-	13.4	

百万ユーロ	満期						
	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
商品スワップ							
電力の想定元本	128	106	100	284	91	286	995
電力の平均商品スワップ価格（ユーロ／MWh）	87.0	44.0	37.0	59.6	32.0	34.0	
ガスの想定元本	1,551	1,747	296	-	-	125	3,719
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	41.8	40.4	27.0	-	-	7.0	
石油の想定元本	1,016	106	10	-	-	-	1,132
石油の平均商品スワップ価格（ドル／バレル）	86.0	78.0	69.0	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力の想定元本	2,506	388	297	258	151	606	4,206
電力の平均商品先渡／先物価格　（ユーロ／MWh）	114.9	18.0	18.0	16.0	18.0	16.0	
石炭／運送の想定元本	38	-	-	-	-	-	38
石炭／運送の平均商品先渡／先物価格（ドル／トン）	175.0	-	-	-	-	-	
ガスの想定元本	4,432	377	626	-	-	-	5,435
ガスの平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	71.4	48.9	32.0	-	-	-	
CO_2の想定元本	662	336	21	-	-	-	1,019
CO_2の平均商品先渡／先物価格（ユーロ／トン）	91.9	93.0	84.0	-	-	-	
石油の想定元本	354	-	-	-	-	-	354
石油の平均商品先渡／先物価格（ドル／バレル）	74.6	-	-	-	-	-	
商品オプション							
電力の想定元本	24	39	44	39	39	342	527
電力の平均商品オプション価格（ユーロ／MWh）	27.5	30.0	30.5	34.0	34.0	34.0	

前へ　　次へ

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の取引残高に係る商品価格リスクのヘッジ手段の想定元本及び公正価値を商品及び契約の種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
電力のデリバティブ:								
- スワップ	477	684	210	357	1,114	311	(166)	(233)
- 先渡／先物	1,399	1,636	62	162	2,743	2,570	(748)	(763)
- オプション	47	527	25	93	-	-	(5)	(62)
電力のデリバティブ合計	1,923	2,847	297	612	3,857	2,881	(919)	(1,058)
石炭／運送のデリバティブ:								
- 先渡／先物	-	-	-	-	-	38	-	(17)
石炭／運送のデリバティブ合計	-	-	-	-	-	38	-	(17)
ガス及び石油のデリバティブ:								
- スワップ	512	2,785	53	623	2,322	2,066	(421)	(468)
- 先渡／先物	2,395	3,382	361	1,375	1,493	2,407	(299)	(1,198)
ガス及び石油のデリバティブ合計	2,907	6,167	414	1,998	3,815	4,473	(720)	(1,666)
CO_2のデリバティブ:								
- 先渡／先物	420	640	77	91	122	379	(23)	(29)
CO_2のデリバティブ合計	420	640	77	91	122	379	(23)	(29)
商品デリバティブ合計	5,250	9,654	788	2,701	7,794	7,771	(1,662)	(2,770)

ヘッジは主に電力とガスの価格リスクを対象としている。電力のカテゴリーには、主にスペインと北米の長期ヘッジ取引が含まれる。ガスのカテゴリーは、主に天然ガス価格の変動に対するヘッジであり、購入と売却の両方について、石油商品とガス製品に対して行われる。CO_2のカテゴリーには、主に当グループのコンプライアンスのために行われる、より小規模なヘッジ取引が含まれる。

前へ　次へ

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、今後数年間に商品価格リスクに関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから見込まれるキャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
商品に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	788	505	82	42	36	37	86
負の公正価値	(1,662)	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書における商品価格リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
電力スワップ	1,591	44	42	995	124	126
ガス及び石油スワップ	2,834	(368)	(368)	4,850	155	155
電力先渡／先物	4,142	(686)	(724)	4,206	(602)	(638)
石炭／運送先渡／先物	-	-	-	38	(17)	(17)
ガス及び石油先渡／先物	3,888	62	74	5,789	178	92
CO_2 先渡／先物	542	54	54	1,019	62	62
電力オプション	47	20	20	528	31	31
合計	**13,044**	**(874)**	**(902)**	**17,425**	**(69)**	**(189)**

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジ（CFH）のヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
電力先物取引	689	(689)	17	50	491	(491)	12	(59)
石炭／運送先物取引	-	-	-	-	17	(17)	-	-
ガス及び石油先物取引	317	(317)	-	(17)	(422)	422	-	(118)
CO_2先物取引	(54)	54	-	-	(62)	62	-	-
合計	**952**	**(952)**	**17**	**33**	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**

キャッシュ・フロー・ヘッジは主に、将来の電力販売とガスの売買を対象としている。電力のカテゴリーには、主にスペインと北米の発電所に関する長期ヘッジ取引が含まれる。ガスのカテゴリーには、主にイタリアとスペインにおける短期／中期ヘッジ取引が含まれる。電力取引は、取引期間の違いのため、ガス取引よりも価格変動の影響を受けにくかった。
2024年に認識されたガス先物取引に関する非有効性は主にスペインにおける代理ヘッジ業務に関連するものであり、一方、電力先物取引に関する非有効性は主に北米における代理ヘッジ業務に関連するものである。

49.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在におけるFVTPLで測定されるデリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

前へ　次へ

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ								
金利デリバティブ:								
- 金利スワップ	10	-	-	-	100	100	(29)	(29)
為替デリバティブ:								
- 通貨先渡	713	1,818	23	25	1,315	1,874	(36)	(29)
商品デリバティブ								
電力のデリバティブ:								
- スワップ	159	243	4	24	36	68	(2)	(16)
- 先渡／先物	6,904	5,294	679	905	5,888	5,039	(591)	(906)
- オプション	4	46	2	4	84	80	(51)	(171)
電力のデリバティブ合計	**7,067**	**5,583**	**685**	**933**	**6,008**	**5,187**	**(644)**	**(1,093)**
石炭のデリバティブ:								
- 先渡／先物	168	156	13	23	158	112	(12)	(43)
石炭のデリバティブ合計	**168**	**156**	**13**	**23**	**158**	**112**	**(12)**	**(43)**
ガス及び石油のデリバティブ:								
- スワップ	746	969	66	295	651	529	(86)	(167)
- 先渡／先物	11,395	10,687	1,828	2,970	13,604	10,856	(1,827)	(2,963)
- オプション	376	448	172	344	768	278	(271)	(232)
ガス及び石油のデリバティブ合計	**12,517**	**12,104**	**2,066**	**3,609**	**15,023**	**11,663**	**(2,184)**	**(3,362)**
CO_2のデリバティブ:								
- 先渡／先物	1,066	498	113	41	788	426	(60)	(42)
- オプション	164	12	14	14	20	11	(13)	(14)
CO_2のデリバティブ合計	**1,230**	**510**	**127**	**55**	**808**	**437**	**(73)**	**(56)**
その他のデリバティブ:								
- スワップ	1	-	-	-	6	39	-	(6)
- 先渡／先物	35	16	3	4	30	171	(3)	(71)
- オプション	1	-	-	-	-	5	-	-
その他のデリバティブ合計	**37**	**16**	**3**	**4**	**36**	**215**	**(3)**	**(77)**
商品価格デリバティブ合計	**21,019**	**18,369**	**2,894**	**4,624**	**22,033**	**17,614**	**(2,916)**	**(4,631)**
その他のデリバティブ:								
- オプション	137	-	2	-	-	-	-	-
合計	**21,879**	**20,187**	**2,919**	**4,649**	**23,448**	**19,588**	**(2,981)**	**(4,689)**

前へ　次へ

2024年12月31日現在、金利に関するトレーディング・デリバティブの想定元本は110百万ユーロである。公正価値は2023年から変わらず、マイナス29百万ユーロだった。金利スワップの満期と一致する部分の金利カーブは、2023年と比べて下降傾向にあるものの、大きな変化はなかった。

2024年12月31日現在、為替レートに関するデリバティブの想定元本は2,028百万ユーロとなり、特にエネルギー商品購入に関するものが減少したため、2023年比で1,664百万ユーロ減少した。正味公正価値の9百万ユーロの減少は、為替レートの通常の変動を反映している。

2024年12月31日現在、商品デリバティブの想定元本は43,052百万ユーロであった。これらの金額には、トレーディング・ポートフォリオ内で管理されている取引及びヘッジ目的で設定されているがヘッジ会計の要件を満たさなかった取引が含まれている。
正味公正価値はマイナス22百万ユーロで、デリバティブ資産及び負債の公正価値に再び大幅に吸収されたにもかかわらず、前年度とほぼ同水準となった。この変動は主に価格の影響によるものである。マクロ経済情勢が依然として非常に厳しく不透明だったにもかかわらず、価格は前年のような危機的水準には達せず、ボラティリティは比較的抑制されていた。
その他の商品に関するデリバティブは、主に原産地保証、すなわち再生可能エネルギー発電に対するインセンティブ制度に関するヘッジである。2023年とは異なり、気象事象に関するヘッジ（天候デリバティブ）は含まれていない。
その他のデリバティブには、Duereti に対する株式資本90%のA2Aへの売却の完了日から1年後に行使可能な、Duereti に対する株式資本の残り10%に対するプット／コール・オプション構造の公正価値が含まれている。

公正価値測定

注記50.公正価値で測定される資産及び負債

当グループは、IFRSが認識又は測定の基準として公正価値測定を要求する場合には、IFRS第13号に従って公正価値を決定している。
公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。
公正価値の最良の代用品は市場価格、すなわち流動的で活発な市場で実際に使用されている、現在公開されている価格である。
資産及び負債の公正価値は、公正価値の算定に用いられたインプット及び評価手法に応じて、以下の3つの階層に従って分類される。

- レベル1：公正価値は、企業が測定日にアクセス可能な活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）に基づいて決定される。
- レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる市場価格以外のインプットであって、当該資産又は負債について直接的（例えば価格）又は間接的（価格から導かれる）に観察可能なものに基づいて決定される。
- レベル3：観察不能なインプットに基づいて公正価値が決定される。

この注記では、これらの測定を実施するために使用された評価手法及びインプットに関する詳細な開示も提供する。
つまり、

- 資産又は負債の経常的な公正価値測定は、各期末現在の財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されるものである。
- 資産又は負債の非経常的な公正価値測定は、特定の状況における財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されるものである。

こうした状況の会計上の取扱いに係る一般的な情報又は特定の開示においては注記2「会計方針」を参照のこと。

50.1 財政状態計算書における公正価値で測定される資産

以下の表は、財政状態計算書において経常的又は非経常的に公正価値で測定される資産の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値の測定及びそれらの資産の公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2024年12月31日現在				2024年12月31日現在			
FVOCIで測定される他の会社に対する持分投資	27	587	3	53	531	-	-	-	-
FVOCIで測定される有価証券	27.1, 28.1	572	572	-	-	138	138	-	-
FVTPLで測定されるファンド又は資産運用における有価証券及び金融投資	27.1	3	3	-	-	-	-	-	-
FVTPLで測定される他の会社に対する持分投資	27	8	-	-	8	-	-	-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	27	3,930	-	3,930	-	-	-	-	-
FVTPLで測定されるJDAの金融資産		95	-	-	95	-	-	-	-
FVTPLで測定される貸付資産及びその他の金融資産		-	-	-	-	171	171	-	-
環境証書に関する非金銭的補助		-	-	-	-	9	-	2	7
公正価値で測定される棚卸資産	49	48	48	-	-	77	77	-	-
条件付対価		5	-	-	5	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	54	-	54		-	-	-	-
- 為替デリバティブ	49	49	-	49		18	-	18	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	107		107		3		3	-
- 為替デリバティブ	49	1,331		1,331		246		246	-
- 商品デリバティブ	49	336	33	91	212	452	376	76	-
トレーディング・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- 為替デリバティブ	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- 商品デリバティブ	49	124	36	87	-	2,770	2,099	671	-
- その他		2	-	-	2	-	-	-	-

「FVOCIで測定される他の会社に対する持分投資」の公正価値は、上場会社については期末時点の市場価格に基づいて決定され、非上場会社については関連する資産及び負債の信頼性の高い評価に基づいて決定される。

「FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産」は、主にEnel Distribuição Rio de Janeiro、Enel Distribuição Ceará、Enel Distribuição São Pauloによるブラジルにおける配電事業に関するものである。特に、公正価値で測定された委譲契約終了時の資産価値を指す。
公正価値は、入手可能な最新のレート情報及びブラジル市場の一般価格指数に基づいて純再調達原価として見積られている。IFRIC第12号に従って会計処理されるこれらの委譲契約の詳細については、注記18「サービス委譲契約」を参照のこと。

「FVTPLで測定される貸付資産及びその他の金融資産」の1年以内に回収される部分には、主にラテンアメリカ企業が保有するレベル1の金融預金が含まれる。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場されていない金融商品の公正価値は、各金融商品の種類に適した評価方法及び報告期間末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティ等）を用いて決定され、市場イールド・カーブに基づいて将来予想されるキャッシュ・フローを割引き、World Markets Refinitiv Company（WMR）が提供する為替レートを用いてユーロ以外の通貨の金額を換算する。
金利及び為替レートに関するデリバティブは全てレベル2のインプットを用いて測定している。
商品デリバティブの公正価値は、ほとんどの場合、レベル1又はレベル2のインプットを用いて測定される。これは、これらの契約が取引所の取引先、主要セクターの事業者又は金融機関と締結されるため、市場インプットに基づいて決定されるためである。
スペインの一部の長期金融契約(VPPAすなわち仮想電力購入契約)は、基礎となる変数の流動性が低いことから、より長い時間軸で測定するために内部測定モデルも部分的に使用されており、レベル3に該当する。
IFRSに従い、当グループは、必要に応じて金融商品の公正価値を取引相手リスク相当額に調整 するために、取引相手の信用リスク（信用評価調整額、CVA）及び自己の信用リスク（負債評価調整額、DVA） の両方を評価する。より具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーにおいて潜在的将来エクスポージャー評価手法を用いてCVA／DVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整を配分している。当該技法に用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。

その他のデリバティブには、e-distribuzioneが保有し、レベル3に分類される、Duereti に対する株式持分の残り10%に関するプット／コール・オプション構造の公正価値が含まれる。

50.2 財政状態計算書において公正価値で測定されない資産

以下の表は、経常的に公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない資産の各分類の、年度末現在の公正価値及びその公正価値階層のレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2024年12月31日現在				2024年12月31日現在			
投資不動産	20	91	14	-	77	-	-	-	-
棚卸資産	31	-	-	-	-	43	-	-	43

この表は、投資不動産及び事業に使用していない不動産の棚卸資産の公正価値が、それぞれ91百万ユーロ、43百万ユーロであることを示している。この金額は、独立した専門家が行った鑑定評価の支援を受けて計算されたものであり、専門家は、関連する特定の資産に応じて異なる方法を用いた。

50.3 財政状態計算書における公正価値で測定される負債

以下の表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の各分類について、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層のレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2024年12月31日現在				2024年12月31日現在			
公正価値ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	16	-	16	-	-	-	-	-
- 為替デリバティブ	49	12	-	12	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	116	-	116	-	-	-	-	-
- 為替デリバティブ	49	1,607	-	1,607	-	105	-	105	-
- 商品デリバティブ	49	1,031	99	843	89	631	224	407	-
トレーディング・デリバティブ:									
- 金利デリバティブ	49	-	-	-	-	29	-	29	-
- 為替デリバティブ	49	-	-	-	-	36	-	36	-
- 商品デリバティブ	49	133	23	110	-	2,783	1,947	836	-
条件付対価		39	-	-	39	21	-	21	-

条件付対価は主に、当グループが北米で保有する多数の株式投資に関するものであり、その公正価値は契約条件に基づいて決定された。

50.4 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

以下の表は、財政状態計算書において公正価値で測定されないが、その公正価値を開示しなければならない負債の各分類について、期間末現在の公正価値及びその公正価値階層のレベルの内訳を示している。

百万ユーロ				
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	2024年12月31日現在			
社債:				
- 固定金利	44,121	42,042	2,079	-
- 変動金利	2,097	67	2,030	-
銀行借入金:				
- 固定金利	3,444	-	3,444	-
- 変動金利	13,164	-	13,164	-
ノンバンク借入金:				
- 固定金利	3,303	-	3,303	-
- 変動金利	39	-	39	-
合計	**66,168**	**42,109**	**24,059**	**-**

上場されている負債性金融商品については、公正価値は公式価格によっている。非上場金融商品の公正価値は、金融商品の種類ごとに適切な評価手法を用いて算定しており、期末時点の市場データ（エネルの信用スプレッドを含む）を用いて算定する。

その他の情報

注記51.株式に基づく報酬

2019年以降、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「当社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者を対象とする株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ制度（2019年度長期インセンティブ制度、2020年度長期インセンティブ制度、2021年度長期インセンティブ制度、2022年度長期インセンティブ制度、2023年度長期インセンティブ制度、2024年度長期インセンティブ制度を以下、各々「2019LTI制度」、「2020LTI制度」、「2021LTI制度」、「2022LTI制度」、「2023LTI制度」及び「2024LTI制度」並びにこれらを合わせて「制度」という）は、特定の業績目標の達成を条件として、各受益者に当社普通株式（以下「株式」）の支給を規定している。
制度の受益者は、エネルの最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及びエネルグループの経営者で、会社の業績に最も直接的に責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。本制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に報奨として支給するものである。当該インセンティブは、各受益者の固定報酬に関連して算定された基準価額として当該報奨時に決定されるが、当該制度により各3年間の業績目標の達成度に応じて最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー又はその他の受益者のゼロから個々の基準価額の最大で280%又は180%までの範囲で変動する。
本制度は、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、賞与が次のとおり全額株式で支払われることを定めている。(a)2019、2020、2021、2022LTI制度の場合、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の100%を上限とする（2022LTI制度については130%を上限とする）、(ii)その他の受益者については基準額の50%を上限とする（2022LTI制度については65%を上限とする）。(b)2023、2024LTI制度の場合、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の150%を上限とし、(ii)経営幹部を含む最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii)上記(i)及び(ii)に示された以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。
本制度に基づく実際の賞与支給は、3年間の業績期間中に特定の業績目標を達成することが条件となる。当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、各制度の業績期間終了後2年目まで繰り延べられる。
以下の表は、2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度、2022LTI制度、2023LTI制度、及び2024LTI制度に関する情報である。
本制度の特徴については、1999年5月14日決議第11971号（発行者規則）に基づき、CONSOB規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照のこと。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日、2023年5月10日及び2024年5月23日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払い（年度）
2019LTI制度	12/11/2019[2]	2019年～2021年	2022年[3]	2022～2023年[4]
2020LTI制度	17/09/2020[5]	2020年～2022年	2023年[6]	2023～2024年[7]
2021LTI制度	16/09/2021[8]	2021年～2023年	2024年[9]	2024～2025年[10]
2022LTI制度	21/09/2022[11]	2022～2024年	2025年[12]	2025～2026年
2023LTI制度	5/10/2023[13]	2023年～2025年	2026年[14]	2026～2027年
2024LTI制度	19/09/2024[15]	2024～2026年	2027年[16]	2027年～2028年

上記の日付に開催された株主総会で付与された承認権限事項を履行し、関連する条件に従って、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日、2023年10月5日及び2024年7月25日の取締役会において、2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度、2022LTI制度、2023LTI制度及び2024LTI制度に対応する、自社株買いプログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下のとおりである。

(2) 取締役会が2019LTI制度の受益者への付与手続きおよび時期を承認した日（2019年11月11日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(3) 2021年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2019LTI制度の達成状況を検証した。
(4) 2022年9月5日、本制度規則に従い、当社は2019LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。2019LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の残りは、2023年9月5日に付与された。
(5) 取締役会が2020LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2020年9月16日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(6) 2022年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2020LTI制度の達成状況を検証した。
(7) 2023年9月5日、当社は、2020LTI制度の規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。2020LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の残りは、2024年9月5日に付与された。
(8) 取締役会が2021LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2021年6月9日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(9) 2023年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2021LTI制度の達成状況を検証した。
(10) 2024年9月5日、当社は、2021LTI制度の規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。
(11) 2022LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2022年6月8日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(12) 2024年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2022年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
(13) 2023LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日(2023年10月4日に開催された指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮)。
(14) 2025年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2023LTI計画の達成状況を検証する予定である。
(15) 2024LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2024年7月24日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(16) 2026年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2024年LTI計画の達成状況を検証する予定である。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格 (1株当たりユーロ)	合計(ユーロ)
2019LTI制度	2,500,000以下 10,500,000百万ユーロ相当を上限とする	1,549,152[17]	6.7779	10,499,999
2020LTI制度	1,720,000	1,720,000[18]	7.4366	12,790,870
2021LTI制度	1,620,000	1,620,000[19]	7.8737	12,755,459
2022LTI制度	2,700,000	2,700,000[20]	5.1951	14,026,715
2023LTI制度	4,200,000	4,200,000[21]	6.3145	26,520,849
2024LTI制度	2,900,000	2,900,000[22]	7.0210	20,360,977

本制度に対応するために実施された購入、及び本制度の規則に従い、2019年、2020年、2021年のLTI制度の受益者に対して2022年9月、2023年9月、2024年9月に合計2,609,482株を給付した結果、2024年12月31日現在、エネルは合計12,079,670株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約0.1188%に相当する。

以下の情報は、2019年、2020年、2021年、2022年、2023年及び2024年に付与された資本性金融商品に関するものである。

(17) 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.015%に相当する。
(18) 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
(19) 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.016%に相当する。
(20) 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.026%に相当する。
(21) 2023年10月16日から2024年1月18日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.041%に相当する。
(22) 2024年9月16日から2024年11月8日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.028%に相当する。

			2024年度		2023年度	
	付与日における付与株式数	付与日における1株当たりの公正価値	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数
2019LTI制度	1,538,547	6.983	0	0	0	956,562[23]
2020LTI制度	1,638,775	7.380	0	708,456[24]	728,265	312,127[25]
2021LTI制度	1,577,773	7.0010	443,608	196,980[26]	1,375,671	-
2022LTI制度	2,398,143	4.8495	1,858,051	-	2,023,677	-
2023LTI制度	4,040,820	5.5540	3,804,244	-	4,040,820	-
2024LTI制度	2,877,714	6.9730	2,877,714	-	-	-

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日におけるエネル株式の市場価格に基づいて測定されている。[27]
株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期間にわたって認識される。
当グループが2024年に純損益を通じて認識した費用の総額は10百万ユーロ（2023年は6百万ユーロ）である。
本制度に関する終了や変更はない。

(23) 当該表は2019LTI制度の受益者に対して2023年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。
(24) 当該表は2020LTI制度の受益者に対して2024年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。
(25) 当該表は2020LTI制度の受益者に対して2023年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。
(26) 当該表は2021LTI制度の受益者に対して2024年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。2021LTI制度の規定の条項及び手続に従い、支給株式部分の残余支払は2025年度に繰り延べられる。.
(27) 2019LTI制度については、付与日は2019年11月12日、すなわち2019LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。
2020LTI制度については、付与日は2020年9月17日、すなわち2020LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。
2021LTI制度については、付与日は2021年9月16日、すなわち2021LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。
2022LTI制度については、付与日は2022年9月21日、すなわち2022LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。
2023LTI制度については、付与日は2023年10月5日、すなわち2023LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。
2024LTI制度については、付与日は2024年9月19日、すなわち2024LTI制度に基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である。

注記52.関連当事者

関連当事者は、国際会計原則及びこの事項に関するCONSOBの規定に基づいて識別されている。

エネルは、発電、配電、輸送、電力販売及び天然ガス販売の事業者として、グループの支配株主であるイタリア国が直接的又は間接的に支配する数多くの企業と取引を行っている。

以下の表は、そのような取引相手と行った取引の主な種類の概要である。

関連当事者	関係	主な取引の性質
単独のバイヤー	経済財務省による（間接）完全支配	市場保護強化のための電力購入
Cassa Depositi e Prestiti Group	経済財務省による直接支配	付随サービス市場（Terna）での電力販売 送電サービスの販売（Eni Group） 送電、給電及び検針サービスの購入（Terna） 郵便サービスの購入（Poste Italiane） 発電所用燃料及び天然ガス備蓄供給サービスの購入（Eni Group）
ESO（エネルギーサービス事業者）	経済財務省が（直接）完全支配	補助金交付の対象となる電力の販売 再生可能資源インセンティブのA3コンポーネントの支払い
EMO（エネルギー市場事業者）	経済財務省による（間接）完全支配	電力取引所での電力販売（EMO） 揚水及び発電所計画における電力取引所での電力購入（EMO）
Leonardo Group	経済財務省による直接支配	ITサービスの購入及び物品の供給

また、当グループは基本的に、関連会社又は当グループが非支配持分を有する会社と商取引を行っている。
最後に、当社は、年金基金FOPEN及びFONDENELの他、社会及び医療支援の提供に特化したエネルの非営利会社、Fondazione Enel及びEnel Cuoreとも制度的関係と社会的プロジェクトを維持している。
関連当事者との全ての取引は通常の市場取引条件に基づいて行われており、それらの条件は、場合によっては、エネルギー、ネットワーク及び環境の規制当局によって定められている。

前へ　次へ

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の関連当事者、関連会社及びジョイント・ベンチャーとの取引及び当該期間中の取引の概要は以下のとおりである。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group (1)	その他	2024年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2024年度総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)	うち非適格関連当事者
損益計算書											
販売及びサービスから生じた収益	-	2,726	78	2,079	256	**5,139**	189	**5,328**	**73,914**	**7.2%**	4,461
その他の収益	-	-	47	18	3	**68**	14	**82**	**5,033**	**1.6%**	64
その他の金融収益	-	-	-	-	-	**-**	209	**209**	**2,409**	**8.7%**	-
電力、ガス及び燃料の購入	1,052	6,275	40	1,210	1	**8,578**	136	**8,714**	**30,282**	**28.8%**	7,835
サービス及びその他の原材料の費用	-	44	3	3,375	64	**3,486**	334	**3,820**	**19,240**	**19.9%**	3,086
その他の営業費用	10	144	4	51	1	**210**	2	**212**	**3,940**	**5.4%**	207
商品契約から生じた純損益	-	-	-	2	-	**2**	1	**3**	**477**	**0.6%**	2
その他の金融費用	1	1	-	18	-	**20**	80	**100**	**7,828**	**1.3%**	2

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group (1)	その他	2024年12月31日現在の合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2024年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	3	1	**4**	860	**864**	**7,607**	**11.4%**
流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	2	**2**	**2,003**	**0.1%**
その他の非流動資産	-	-	-	3	-	**3**	-	**3**	**1,937**	**0.2%**
営業債権	-	133	5	1,144	38	**1,320**	166	**1,486**	**15,941**	**9.3%**
その他の流動金融資産	-	-	-	783	2	**785**	1,179	**1,964**	**4,854**	**40.5%**
その他の流動資産	-	-	59	19	2	**80**	22	**102**	**3,891**	**2.6%**
長期借入金	-	-	-	369	-	**369**	282	**651**	**60,000**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	11	6	**17**	-	**17**	**5,682**	**0.3%**
非流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**2,915**	**0.3%**
短期借入金	-	-	-	2	-	**2**	7	**9**	**3,645**	**0.2%**
1年以内に返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	22	**111**	**7,439**	**1.5%**
営業債務	254	298	381	1,701	6	**2,640**	96	**2,736**	**13,693**	**20.0%**
その他の流動金融負債	-	-	-	-	-	**-**	1	**1**	**845**	**0.1%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	6	**6**	**3,584**	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	25	12	**37**	-	**37**	**2,448**	**1.5%**
その他の流動負債	-	-	-	-	39	**39**	3	**42**	**15,087**	**0.3%**
その他の情報										
発行済保証書	-	-	-	10	26	**36**	-	**36**		
受領済保証書	-	-	-	136	-	**136**	-	**136**		
約定債務	-	-	-	25	-	**25**	-	**25**		

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group (1)	その他	2023年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2023年度総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)	うち非適格関連当事者
損益計算書											
販売及びサービスから生じた収益	-	3,172	14	3,626	224	**7,036**	224	**7,260**	**92,882**	**7.8%**	5,455
その他の収益	-	-	-	10	3	**13**	5	**18**	**2,683**	**0.7%**	10
その他の金融収益	-	-	-	2	-	**2**	237	**239**	**2,916**	**8.2%**	-
電力、ガス及び燃料の購入	2,035	7,098	11	2,304	2	**11,450**	128	**11,578**	**46,270**	**25.0%**	10,214
サービス及びその他の原材料の費用	-	63	2	2,751	72	**2,888**	463	**3,351**	**18,304**	**18.3%**	2,673
その他の営業費用	11	201	355	51	2	**620**	-	**620**	**6,125**	**10.1%**	612
商品契約から生じた純損益	-	-	-	-	-	**-**	(7)	**(7)**	**(2,966)**	**0.2%**	-
その他の金融費用	1	-	-	29	-	**30**	59	**89**	**5,966**	**1.5%**	3

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group (1)	その他	2023年12月31日現在の合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2023年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	1	**1**	1,929	**1,930**	**8,750**	**22.1%**
非流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	4	**4**	**2,383**	**0.2%**
営業債権	-	84	7	940	59	**1,090**	176	**1,266**	**17,773**	**7.1%**
流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	-	**-**	**6,407**	**-**
その他の流動金融資産	-	-	-	5	1	**6**	168	**174**	**4,329**	**4.0%**
その他の流動資産	-	-	17	23	3	**43**	49	**92**	**4,099**	**2.2%**
長期借入金	-	-	-	357	-	**357**	302	**659**	**61,085**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	11	7	**18**	-	**18**	**5,743**	**0.3%**
非流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**3,373**	**0.2%**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,769**	**0.1%**
1年以内に返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	22	**111**	**9,086**	**1.2%**
営業債務	497	201	378	1,616	8	**2,700**	129	**2,829**	**15,821**	**17.9%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	15	**15**	**6,461**	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	31	22	**53**	-	**53**	**2,126**	**2.5%**
その他の流動負債	-	-	-	3	34	**37**	3	**40**	**14,760**	**0.3%**
その他の情報										
発行済保証書	-	-	-	10	60	**70**	-	**70**		
受領済保証書	-	-	-	136	36	**172**	-	**172**		
約定債務	-	-	-	23	-	**23**	-	**23**		

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

前へ　次へ

IAS第24号に規定されている取締役、監査役及び経営幹部の報酬の開示については、以下の表を参照のこと。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネージャーの報酬				
短期給付	5	5	-	-
退職給付	-	5	(5)	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	6	11	**(5)**	**-45.5%**

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
経営幹部の報酬				
短期給付	7	8	(1)	-12.5%
退職給付	-	4	(4)	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	**8**	**13**	**(5)**	**-38.5%**

なお、エネルグループが導入しているコーポレート・ガバナンスの規則は、当社のウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている「コーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書」で詳しく説明されており、関連当事者との取引の透明性と手続き上及び実質上の適切性の確保の条件を定めている。

2010年11月、エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル・エスピーエーが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き（関連当事者との取引に関するエネル手続き）を承認した。当該手続きは、直近で2021年6月に更新されている。当該手続き（https://www.enel.com/investors/governance/bylaws-rules-policies で入手可能）は、関連当事者との取引の透明性、手続上及び実質的な適切性を確保するための規則を定めている。当該手続きはイタリア民法第2391条の2の規定の施行、及び2010年3月12日付Consob決議第17221号によって発効され、（Consob規則）として改訂された施行規則の施行において採択された。2024年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表における開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

注記53.政府補助金-法律124／2017第1条第125項～第129項による開示

改正法第124/2017号第1条第125項から第129項に準拠し、以下にイタリアの公的機関及び団体から受領した補助金、並びに当社及び完全連結子会社による会社、個人及び官民事業体への寄付に関する情報を提供している。当該開示は次のものからなる。(i)イタリアの公的機関／国家機関から受領した補助金、(ii)エネル･エスピーエー及びグループ子会社からイタリアに居住又は設立された公私の団体に対する寄付金。

以下の開示は、複数の金融取引で行われた場合でも、同一の付与者／提供者によって行われた10,000ユーロを超える支払いが2024年中に行われたものを含んでいる。これらは現金主義で認識されている。

2018年12月14日付法律第135号第3条の4、2019年2月11日付法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。

前へ　　次へ

補助金受領額 単位百万ユーロ

金融機関／助成機関	受益者	金額	備考
MUR	Enel X Srl	0.23	SE4Iプロジェクトの分割付与、PON MIUR R&I PNR 2015-2020予算による進捗支払い第7、8、9、10、11号（2017年7月13日付公告 MIUR No.1735）
MIMIT	Enel X Srl	1.70	IPCEI夏期プロジェクトに対する分割付与、Fondo IPCEI予算による進捗支払い第1及び第2号（2021年7月7日付公告 MISE Decree）
MUR	Enel X Srl	0.02	国際協力プログラムECSEL2016予算によるWINSIC4APプロジェクトに対する助成金の残額（2016年7月26日付省令593号第18条に基づく）
Regione Sicilia	Enel X Way Italy Srl	0.81	PNIRE シチリア州予算によるシチリアスマート充電プロジェクトへの助成金の分割付与
Regione Sicilia	Enel X Way Italy Srl	0.25	PNIRE シチリア州予算によるシチリアスマート充電プロジェクトへの助成金の残額
Invitalia_MIMIT	3SUN Srl	48.49	カターニア工場における革新的な太陽電池モジュール製造のための巨大工場建設に対する分割付与、進捗支払い第1号（TANGO ITaliAN PV Giga factOry）
Parco del Pollino	e-distribuzione SpA	0.05	Pollino Park liquidation第1トランシェ
MASE	e-distribuzione SpA	896.24	NRRPプロジェクトの「スマートグリッド強化」及び「レジリエンス向上」
MIMIT	e-distribuzione SpA	18.65	PON I&C 2014-2020 入札 2017
MIMIT	e-distribuzione SpA	47.70	PON I&C 2014-2020 入札 2019
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	11.18	POR SICILIA「PO FESR 2014/2020」
Regione Basilicata	e-distribuzione SpA	4.33	POR BASILICATA 「PO FESR 2014/2020」
Regione Puglia	e-distribuzione SpA	13.72	POR PUGLIA「PO FESR 2014/2020」
Sassari University	e-distribuzione SpA	0.05	LIFE Safe For Vulture
CINEA	e-distribuzione SpA	0.09	LIFE Egyptian Vulture
ISPRA	e-distribuzione SpA	0.12	LIFE Abilas
European Commission	e-distribuzione SpA	0.02	FLEXPLAN
MASE	e-distribuzione SpA	0.01	FLOW
European Commission	e-distribuzione SpA	0.01	BEFLEXIBLE
MUR	e-distribuzione SpA	0.11	COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0.05	RAFAEL
MUR	e-distribuzione SpA	0.04	EEB
		1,043.87	**合計**

助成金単位百万ユーロ

付与権者	受益者	金額	備考
Enel SpA	MAXXI	0.60	芸術分野における芸術、研究、革新の推進と認知度向上のための助成金
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2024年の拠出
Enel Energia	Enel Cuore Onlus	2.12	2023年～2024年の拠出
Enel Energia	Fondazione Centro Studi Enel	1.94	2023年～2024年の拠出
Enel Global Services Srl	Amedeo Martusciello	0.01	特別助成金 (A. Martusciello)
Enel Global Services Srl	IQT Consulting SpA	0.01	寄付トレーニング及びBIMコンサルティング
Enel Global Services Srl	Sering Italy Srl	0.01	寄付トレーニング及びBIMコンサルティング
Enel Global Services Srl	Sperl Società di Ing. e Architettura SpA	0.01	寄付トレーニング及びBIMコンサルティング
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0.04	2024年中に特定されたプロジェクトのための自由寄付
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0.76	2023年の自由寄付金残高
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0.60	財団の文化活動支援を目的とした2024年のEnel Italiaのモーダル寄付金
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0.60	地域社会の文化及び音楽教育の振興と発展を支援するための2024年の寄付
Enel Italia SpA	Fondazione AIRC	0.01	より良い未来のための研究、進歩、科学を支援するための自由寄付
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia	0.05	家庭効率化教育プロジェクトへの寄付
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No'hma Teresa Pomodoro	0.02	劇場が推進する文化活動を支援するための自由寄付
Enel Italia SpA	Fondazione Policlinico Universitario Agostino Gemelli IRCCS	0.08	FFP2マスクの寄贈
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana	0.04	2024年の寄付
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1.30	2023年任意拠出金残高の80%
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.26	2024年任意拠出金の20%
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.88	2023年任意拠出金残高の50%
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.78	2024年任意拠出金残高の50%
e-distribuzione SpA	Parco del Pollino	0.06	生物多様性保護のためのライン確保
e-distribuzione SpA	Ministero dell'Ambiente	0.16	サルデーニャ島のボネリークマタカ保護のためのライン確保 (Segré Foundation)
e-distribuzione SpA	Federpark	0.02	LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 プロジェクトの最終支払いとして受領した寄付金の分配
e-distribuzione SpA	ISPRA	0.29	LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 プロジェクトの最終支払いとして受領した寄付金の分配
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.59	エネル財団の2024年第1トランシェ
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	2024年第1トランシェ
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.41	エネル財団の2023年第2トランシェ
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.60	2023年第2トランシェ
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2024年を期限とする協会
Enel Produzione SpA	Procura Generale della Congregazione delle Missionarie Figlie di San Girolamo Emiliani (Santa Gilla)	0.02	カリアリを拠点とするエルマスのEmmaus共同住宅に太陽光発電パネルを寄贈
Enel Produzione SpA	Diocesi di Civitavecchia Tarquinia	0.02	チヴィタヴェッキアのサン・フランチェスコ大聖堂前の花壇に設置される、ローマ教皇ヨハネ・パウロ2世のブロンズ像のための自由寄付
		12.57	合計

前へ　次へ

注記54.約定債務及び保証

当グループが締結した約定債務及び第三者に供与した保証は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
保証の付与:			
- 第三者に対する抵当及びその他の保証	3,300	3,407	(107)
仕入先に対する約定債務			
- 電力購入	56,438	63,422	(6,984)
- 燃料購入	44,008	47,666	(3,658)
- 各種購入	3,614	3,017	597
- 入札	5,608	6,982	(1,374)
- その他	6,757	6,483	274
合計	**116,425**	**127,570**	**(11,145)**
合計	**119,725**	**130,977**	**(11,252)**

2023年12月31日と比較すると、「電力購入」の約定債務が6,984百万ユーロ減少したが、これは主に、契約の進展、電力価格の動向、及びEnel Distribución Perúの売却によるものである。

「燃料購入」の約定債務3,658百万ユーロの減少は、主に、ガス価格と燃料価格の下落に関連している。

「入札」が1,374百万ユーロ減少したのは、主にイタリアにおける契約の自然終了を反映している。

約定債務及び保証の終了の詳細は、注記47「商品購入約定債務」を参照のこと。

注記55.偶発資産及び債務

2024年12月31日現在の主な偶発資産及び負債は以下のとおりである。IAS第37号に規定される要件に従い、裁判で敗訴する可能性が高いと判断される負債部分について、連結財務諸表において引当金を計上している。

水力発電委譲 - イタリア

大規模水力発電の委譲に関するイタリアの規制は、直近では2018年法律第135号（法令12/2019により承認）により修正され、委譲報酬に関する複数の変更が導入された。当該変更により、固定料金に加えて変動料金が導入されるとともに、公共機関への電力の無料提供（委譲対象施設の平均公称容量1kWにつき220kWh）が義務付けられた。当該国内法の施行により、今日までに様々な地域（ロンバルディア州、ピエモンテ州、エミリア＝ロマーニャ州、フリウリ＝ヴェネツィア・ジュリア州、トレント自治県、ヴェネト州、カラブリア州、バジリカータ州、アブルッツォ州、ラツィオ州、ウンブリア州、トスカーナ州）が州の規制を実施する地域法を制定し、二重料金（固定料金と変動料金からなる）と無料電力提供に相当する金額の支払いを要請している。

Enel Produzione SpAとEnel Green Power Italia Srl（「両社」）は、個々の地域法に基づいて発行された法律の実施と、それに続く料金の支払い通知、及び無料電力提供相当額の支払いについて、それらが無効であると宣言されることを求め、国内法と地域法の両方の憲法上の違法性の問題を提起し、上級公共水資源裁判所（TSAP）に異議を申立てた。

両社は、以下のとおり、地方施行法及びそれを執行する地方法令が憲法上違法であり、合法的期待、財産権、合理性、民営化及び委譲に関するイタリア憲法及び欧州法の双方により保護されている国内法令及び様々な根本原則に抵触していると主張した。

- 二重要素で構成される報酬の有効な大規模流用委譲、及び無償電力の供給義務又はそれと同等の金銭的負担を遡及的に適用することを定めていること
- 無償エネルギー供給義務の金銭化を指示しており、それが国内法では想定されていないこと

さらに、地方政府による、二重要素報酬を支払う当該新たな義務、及び関連する金銭的価値の支払の形で無償の電力を年間一定量供給するという新たな義務の導入は、まだ期限が切れていない有効な委譲権の保有者によっても支払われることになり、委譲関係に予期せぬ不合理な財政的不均衡を生じさせる。当該状況は、長期的関係の背景において軽蔑的な変更が導入された場合に憲法上の判例法により求められる遵守における合理性、均衡、及び委譲報酬の正当な期待とは明らかに対照的である。

2024年9月、ロンバルディア州、ピエモンテ州、アブルッツォ州が公布した実施法に対する訴訟手続きにおいて、TSAPは上訴を却下する決定を下した。

両社はこの判決を不服として大審院に控訴している。また、TSAPの最初の判決の予防的執行停止も求めている。執行停止に関する審問は2025年3月26日に予定されていた。TSAPにおける残りの手続きは予備審問の段階にあり、係属中である。

エミリア＝ロマーニャ州及びヴェネト州が、支払通知書に記載された金額の不払いを理由として出した支払命令についても、地方公共水資源裁判所（TRAP）に異議が申立てられた。これらの手続きはTSAPの決定が出るまで中断された。

水力発電委譲 - サルデーニャ-イタリア

2018年10月、サルデーニャ自治州（RAS）は、3件の議会決議（及び関連規定）により、2029年に期限を迎えるEnel Produzione（EP）所有のサルデーニャにおける3つの大規模水力発電委譲権（コギーナス、フルメンドーサ、タロロの発電所、ダム、パイプライン）の管理を、2019年1月1日以降サルデーニャ州の公的機関であるEnasに委託するよう命じた。

EPは、これらの規定に対し、上級公共水資源裁判所（TSAP）に異議を申立てた。その根拠は、当該規定が、特に政令79/1999（いわゆるベルサーニ令）、簡素化法令の規定に明らかに抵触するため、違法でありEPの既得権利に深刻な損害を与え、また、憲法第117条や、イタリア憲法、欧州人権条約、EU基本権憲章によって保護されている様々な基本原則（私有財産の保護、競争、法的確実性、民間経済イニシアチブの自由等）に明白に違反していると考えられることである。

訴訟手続きにおいて、TSAPはまず争点となった規定の執行中止を命じ、その後、2023年に、サルデーニャ州の決議を手続き上の欠陥（手続きの開始を通知しなかったこと）を理由に無効とした。その決定にはEPのその他の申立理由も含まれた。

サルデーニャ州はこの判決を不服として大審院に上訴し、また、帰属相違を理由に憲法裁判所に上訴した。EPは両手続きに出廷した。

2024年12月28日付の判決により、大審院はサルデーニャ州の上訴を支持し、TSAPの決定を破棄した。EPはTSAPにおいて、残りの申立理由の継続と検討のための手続きを再開し、同時に、2025年3月19日の審問において審議予定の争点である規定の執行中止を求めた。

TSAPの決定が無効となったため、憲法裁判所における帰属相違に関する手続きの却下が宣告されるとみられる。

独占禁止法手続き 12461 - EE - 契約更新 - イタリア

2022年12月13日、競争当局（AGCM）は、Enel Energia SpA（「当社」又はEE）及び他の6社（Hera、A2A、Acea、Eni Plentitude、Engie、Edison）に対し、不公正な商慣行（消費者法の特定の条項及び政令115/2022の第3条、第二次「救済令」の違反）に関する手続きを開始したことを通知した。

特に、競争当局は、EEが、2022年5月から10月までの期間に自社の顧客に送付した価格変更通知が、更新の対象となる財務条件の終了日を明記せず、供給関係の財務条件を変更する際に指揮命令権（ius variandi）の不当な行使を表明した限りにおいて包括的で曖昧であるとして、上述の第二次救済令第3条に抵触していると主張した。

当該手続を開始した措置に伴い、競争当局は事前措置に係る新たな価格変更通知の送付を同時に禁止し、既に送付された価格変更通知の訂正を命じた。

EEを含む、当該命令の対象となった全ての事業者は、第二次救済令で示された期間(8月10日から4月30日まで、その後、政令198/2022「ミレプロローグ令」により2023年6月30日まで延長された)に供給者に禁止された価格変更であるとの前提に基づいた通知に異議を申立てた。

2022年12月22日付の国務院の宣告及び2022年12月29日付のミレプロローグ令は、通知された契約条件を遵守し、相手方の撤回権を害することなく、（期限が経過した申し出による）契約更新について同政令第3条の適用を除外し、したがって、これらの契約更新は、指揮命令権（ius variandi）の対象となるものとは区別した。これを受け、競争当局は、2022年12月29日付の予防措置により、当初の予防措置の一部支持を命じ、顧客に送付された関連通知において有効期限が具体的に特定されていない、又はいかなる場合にも事前に決定可能でない、期限経過後の契約の金銭的条件の変更又は更新の禁止を確認した。EEはこの措置に対し、追加理由に基づき上訴した。

2023年5月19日付の判決において、ラツィオ州行政裁判所（TAR）はEEの主張を認め、2022年12月12日及び2022年12月29日付のAGCMの2つの予防措置を無効とした。AGCMとEEの双方が、同裁判所の決定について国務院に異議を申立てたが、国務院は2024年12月10日、AGCMが公表した予防措置はAGCM自体が採用した制裁措置によって克服されたとして、AGCMの上訴を棄却した。

一方、不公正な商慣行に関する手続きは、2023年11月15日付で通知された措置の公表により終結した。これにより、競争当局は、消費者法第24条及び第25条に違反するとの裁定を下し、EEに対し10百万ユーロの罰金を科し、EEは2023年12月15日にこれを支払った。2024年1月15日、EEはラツィオ州行政裁判所に罰金の無効を申立て、同裁判所は2024年11月18日に罰金を無効とする決定を下した。2025年2月11日、AGCMは国務院にこの決定に対する異議を申立てた。

事故に関するe-distribuzioneに対する刑事訴訟 - イタリア

2021年7月1日、e-distribuzione SpAは、2021年6月27日から28日の間の夜に起こった、請負業者の従業員が負傷し、その後死亡した事故を受けて、ターラント検察庁によって開始された政令231/2001に基づく、複数の従業員と管理職、及びe-distribuzione SpA自体に対する訴訟手続きの通知を受けた。

捜査段階では、再現不可能な技術的評価が命じられ、2021年12月15日付の検察技術コンサルタントの報告書が提出され、検察官の立件に組み込まれた。

その後、被告の一部と死亡した労働者が雇用されていた下請け業者に対して、起訴棄却の通知が送られた。刑事訴訟法第415条の2に基づく予備調査の終了通知が残りの被告及び会社に送付され、2023年4月17日、ターラント裁判所による予備審問が2023年5月23日に実施される旨の通知が送達された。延期の後、予備審問は2024年2月20日に継続されることになり、被告の1人からの司法取引の要請を含む当事者の審問が行われた。その後の2024年5月21日の審問において、裁判所は被告の1人からの司法取引を受け入れ、他の被告全員について裁判所への送致を命じた。

審理は2024年10月1日に開始され、現在、検察側証人の尋問が進行中であり、2025年4月15日の審理まで裁判は延期された。保険会社との合意により、死亡者の相続人と和解を成立させ、責任を認めずに負傷者の請求権を消滅させるプロセスが定められた。

仲裁手続き Enel Produzione SpA - イタリア

2023年第4四半期に、ある石炭供給者がEnel Produzioneに対して仲裁手続きを開始し、2021年中に当事者間で取決められた特定の石炭供給契約の履行を要求したが、Enel Produzioneはその履行を2022年3月、EU規則No.269/2014及びNo.833/2014により課された制裁のために停止していた。既に実行された供給に対して約11.2百万ドル、予想されていた供給に対して約66.7百万ドルと利息の請求が申立てられた。仲裁手続きは係属中であり、審問は5月最終週に予定されている。

グリーンネットワーク訴訟 - イタリア

2019年5月8日付召喚状により、Green Network SpA（GN）はEnelEnergiSpA（EE）をローマ裁判所に提訴し、EEが競合事業者に移ったであろう顧客を取り戻すために行ったとされる反競争的行為（違法な利益獲得行為を含む）を確認し、その結果として同裁判所はEEに対し116,049,056ユーロの損害賠償金と利息及び再評価額の支払いと判決の公表を命じた。EEは正式に出廷し、事実上及び法律上、相手方の請求の正当性を争い、請求の完全否定と、軽率な訴訟に対する原告の損害賠償命令を求めた。予備審問段階の後、2024年2月9日、当事者は最終準備書面を交換した。この後決定が下される。

個人データ保護当局のEnel Energiaに対する罰則手続き - イタリア

2024年2月29日、個人データ保護局（DPA）は、Enel Energia SpA（以下「当社」）に対し、複数の規定措置に加え、79,107,101ユーロの罰金を課すと発表した。

これは、2023年7月にDPAが提起した訴訟に端を発している。当該訴訟において、当社は、代理店の運営を監視・管理するための適切なシステムを導入していなかったと非難され、また、代理店は、2015年から2022年の間に、公式に任命されていない事業者を使用し、自社に損害を与えても利益を最大化することだけを目的としていたとされた。

一方当社は、自らを守るために行動し、罰則措置が講じられた状況に関与した代理店に対して契約上可能な全ての対策を既に実施し、悪質な行為を行った事業者に対して刑事告訴を行っていた。
当社は、DPAが提起した異議は根拠がないと考えており、ローマ民事裁判所に対し、罰金の支払いと規定措置の両方の停止を求める請求を提出し、同規定に異議を申立てた。2024年7月18日、裁判所は上訴不可の命令とともに執行停止請求を認め、2025年5月14日に本案に関する審議を予定している。

BEG訴訟-イタリア、フランス、ルクセンブルク

Enelpower SpA (Enelpower) は、イタリアでBEG SpA (BEG) が開始した仲裁手続きに続き、2002年に同社に有利な判決を得、2010年に大審院がこれを支持し、アルバニアでの水力発電所建設の可能性の評価におけるEnelpowerによる契約違反の疑いに関する損害賠償請求を全面的に棄却した。その後、BEGは、子会社であるAlbania BEG Ambient (ABA) を通じて、アルバニアでEnelpower及びエネル・エスピーエー (エネル) を提訴し、2009年3月24日にティラナ地方裁判所の判決を得たが、それは同社及びエネル・エスピーエーに対し、2004年の約25百万ユーロの不法行為による損害賠償金及びその後数年間の不定額の不法行為による損害賠償金を支払うよう命じるものであった。判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロを超える支払いを要求した。
2016年11月5日、エネル及びEnelpowerは、2009年3月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に申立てを提起した。2024年11月6日の審問において、アルバニア大審院はこの申立てを却下した。
ローマ裁判所においてエネル及びEnelpowerが提起した、イタリアで下されたEnelpowerに有利な仲裁判断を子会社であるABAの前述の提訴により迂回させたBEGの責任の承認を求めるさらなる訴訟手続は、2022年3月7日付ローマ控訴院の判決により終結した。当該判決をもってローマ控訴院は2015年6月16日ローマ裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。
2021年5月20日、欧州人権裁判所 (ECHR) は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。同裁判所は当判決により、上記仲裁手続きの再開を求めるBEGの請求を棄却し、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却し、非金銭的損害における15,000ユーロのみの損害賠償を認めた。
しかし、2021年12月29日、BEGは、ECHR判決の結果として不法責任に対する約18億ユーロの損害賠償を求めて、ミラノ裁判所においてイタリア国を提訴することを決定した。当社及びその法律顧問は、この訴訟は根拠がなく見せかけであるとみなしている。本事案においてBEGはエネル・エスピーエー及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付判決をもって、ミラノ裁判所は、州の弁護人が提起した管轄外の異議を受け入れ、イタリア国が関与する訴因の審理の管轄から当該裁判所が除外されているとして、ローマ裁判所に有利な審理管轄外の決定を下し、被告人のためにBEGに訴訟手続費用を支払うよう命じた。
BEGは2022年10月14日の法定期間内にローマ裁判所での裁判手続きを再開しなかったため、訴訟は消滅した。
その後まもなく、2022年11月3日、BEGは終了した手続きにおける損害賠償請求と同内容の請求を再度提起し、イタリア国を除外した同じ被告に対してミラノ裁判所に新たな訴状を提出した。エネル及びEnelpowerは、以前の訴訟と同様に、全く妥当な根拠がないと考えられる請求に異議を唱えるため、出廷して抗弁する準備をしている。証拠認否の審理の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する決定を下し、両当事者が最後に意見を陳述する最終弁論を2024年10月17日に設定した。今後、決定が下される。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk (ABA) が行った手続き

イタリア

Albania BEG Ambient Shpk (ABA) は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ地方裁判所の判決の執行を得るため、エネル・エスピーエー及びEnelpower Srlに対し、ローマ控訴院において、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。

フランス

2012年2月、ABAはパリ大審裁判所（TGI）において、エネル及びEnelpowerに対し、アルバニアでの判決をフランスで執行可能にするための訴えを提起した。

2018年1月29日、大審裁判所はABAの請求を棄却した。特筆すべき点として、大審裁判所は次のような判決を下した。(i)アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と矛盾しており、(ii)BEGがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申立てたことは不正行為にあたる。

その後、パリ控訴裁判所は2021年5月4日の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と2002年の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとEnelpowerのそれぞれに20万ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。

2023年5月17日の判決で、フランス高等法院はABAの控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は最終的に却下された。

控訴裁判所での勝訴を受けて、エネルは、Enel Franceに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押え（saisie conservatoire des créances）の解除を得るため、別個の手続きを開始した。パリ裁判所は2022年6月16日付の判決で、予防的差押えの解除を命じるとともに、ABA社に対し、エネルに総額約146,000ユーロの損害賠償金と訴訟費用を支払うよう命じた。

ABAは前述の解除命令に異議を申立て、パリ控訴裁判所は2023年5月17日の決定で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申立てを行い、同年12月15日にフランス高等法院に正式に控訴した。2024年4月18日、ABAは申立書を提出して裁判所に出頭し、予防的差押えの解除を伝えるとともに、紛争の対象が消滅したことを理由に訴訟手続きを終了するよう高等法院に要請した。エネルは訴訟手続き終了の請求に異議を表明しており、この件に関する裁判所の決定は保留されている。

オランダ

2014年、ABAはアムステルダム裁判所に、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを提起した。

ABAに有利な2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、アムステルダム控訴院は、エネル及びエネルパワーにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は、確定判決を下し、ABAが行った全ての請求を棄却したことにより、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のメリットを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。

2021年7月16日、最高裁判所はABAの上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいて、またしてもABAの企図により、JP．Morgan Bank Luxembourg SAに対し、同行が関与する当グループ企業の債権の予防的差押え命令が送達された。

並行して、ABAはルクセンブルクのティラナ地方裁判所に判決の執行を求める申立てを行った。

複数の手続上の遅延により、手続きはまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、ABAが任命した法定代理人の複数が訴訟から離脱した後、2023年9月、裁判所は訴訟手続きを中断した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州及びアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続きを開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びEnelpowerが勝訴した。したがって、アイルランド及びニューヨーク州で係属中の訴訟はない。

アルフェデナ市 - COSAP及びCUP料金

2024年9月26日、アルフェデナ市はEnel Produzioneに対し、(i)「Montagna Spaccata」と名付けられた水力発電集水域及び関連構造物に関する公共用地使用料（COSAP）及び2007年から2024年までの単一土地使用料（CUP）についての207百万ユーロの査定、(ii)これらの地域の違法使用の疑いに対する罰金約75.5百万ユーロを通知した。

同市が出した査定通知と罰金は、集水域が占める土地と関連構造物は、市民が利用できない市の公共用資産に属するものであり、したがってCOSAP料金、さらに最近の単一土地使用料（CUP）の対象となるという主張に基づいている。Enel Produzioneは、強制執行の停止を求める申立てを提起するとともに、法廷でこの査定に異議を申立て、罰金に対する抗弁書を提出した。2025年1月22日の審問において、スルモーナ裁判所は査定の執行停止を命じた。

社会的補填 - スペイン

スペイン政府によって採択された社会的補填（社会的奉仕活動、Bono Social）のための様々な融資スキームに関して、最高裁判所は2022年2月21日の212/2022の判決で、Endesa SA、EndesaEnergíaSAU、EnergíaXXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) 及び他のエネルギー企業から提出された、スペインの電力事業法24/2013の第45条第4項、12月23日の勅令7/2016、10月6日の勅令897/2017によって構想された、社会的補填への融資、及び脆弱な消費者への供給に対する政府当局との協調融資の第三のスキームに対する異議申立てについて、判決を下した。

この判決により、最高裁判所は、上訴を部分的に認め、(i)前記の制度は適用されないと判断し、(ii)勅令897/2017の第12条から第17条までは適用されず、無効であり、(iii)上訴人は、社会的補填の資金調達及び政府当局との協調融資のために支払われた金額の補償を受ける権利、並びにこの制度に規定された義務を履行するために発生した全ての費用の償還を受ける権利を有しており、該当する場合には、顧客に移転された金額を控除するとした。

当局による自主的な遵守がないため、各企業は2022年11月10日、裁定執行の申立書を提出し、規制市場の顧客に関連する資金調達費用として約152百万ユーロに相当する争いのない部分の即時支払いと、両社が作成した技術調査で定量化されたその他の金額の支払いを求めた。2023年5月26日の命令により、最高裁判所は、(i)政府に対し、Endesaに152,272,229.83ユーロと利子を支払うよう命じ、(ii)環境移行・人口問題省（MITECO）に対し、(a)自由市場のための社会的補填の資金調達コストから顧客に移転された金額を差し引き、(b)社会的補填を実施するために行われた投資について、Endesaに支払われる追加金額をできるだけ早く算出し、それらの金額と利子を2か月以内に支払うよう命じた。2023年7月28日、エネルギー省長官（MITECO）は、Endesaに対し、(i)規制市場の顧客に関連する資金調達コストに対する171.6百万ユーロ（利息を含む）の補償、及び(ii)社会的補填の実施に要したコストに対する6.6百万ユーロ（利息を含む）の追加補償を認める決議を発表した。しかし、この決議では、社会的補填の資金調達コストに対する補償は、自由市場に対しては一切規定されていない。そのため、2023年9月18日、Endesaは、Endesaが自由市場セグメントについても補償を受ける資格があることを証明するため、技術的調査に裏付けされた論拠を最高裁判所に提出した。2024年2月、専門家による証拠収集段階を開始するための申立てが行われ、証拠収集は2024年5月に開始され、2024年9月18日の最高裁判所の決定により終了した。この決定は、(i)2023年7月28日付の長官の決議について、自由市場セグメントに関連する社会的補填の資金調達費用に対する補償を認めなかった部分を無効とし、(ii)社会的補填の資金調達のために支払われた148百万ユーロに、支払いが行われた日から実際に償還されるまでの利息を加算した金額について、Endesaが政府から償還を受ける権利を認め、(iii)当時提供されていた顧客に対する社会的補填の管理に要した費用に相当する6百万ユーロに、支払いが行われた日から実際に償還されるまでの利息を加えた金額について、Endesaが償還を受ける権利を認め、(iv)社会的補填の資金調達の費用は、Endesa Energía SAUの市場でのオファーや顧客の燃料費の請求書に影響を与えなかったと確定した。(iii)に記載のとおり、社会的補填の要請、検証及び管理手続きの実施に要した全ての金額は、既に政府によって支払われたため、2024年12月13日、Endesaは、Endesa Energía SAUが提供した消費者に関連する融資及び協調融資として支払われた金額に関する148百万ユーロの償還がまだ保留されていることを最高裁判所に申立てた。

GNL Endesa Generación SAU 仲裁手続き II - スペイン

2023年3月、液化天然ガス（LNG）生産会社がEndesa Generación SAUに対し、LNGの長期供給契約の価格改定を求める手続きにおいて仲裁手続きを開始し、2024年9月30日時点で約700百万ドル（利息を含む）の支払いを請求した。仲裁手続きは完了し、2024年11月28日に裁定が下された。請求は棄却され、請求者はEndesaのために訴訟費用を支払うよう命じられた。

GNL Endesa Generación SAU 仲裁手続き III - スペイン

2025年1月、液化天然ガス（LNG）生産会社がEndesa Generación SAUに対し、LNG長期供給契約の価格改定を求める仲裁手続きを開始した。被告はまだ請求額の詳細を明らかにしていないが（訴訟の後の段階で明示する権利を留保している）、留意すべき点として、交渉段階では遡及的な値上げを要求しており、それにより、2024年12月31日時点で利息を含めて約3億780万ドルと見積られる支出をEndesaが負担する可能性がある。請求額は仲裁手続き中に修正される可能性がある。

「ペーニャ・デル・ガト」風力発電所の単独許可付与に対する異議申立て - スペイン

2024年2月7日、Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábricaは、直近では2022年にEnergías Especiales del Alto Ulla SAU（Enel Green Power España SLUの100%子会社、以下「当社」）が取得した「ペーニャ・デル・ガト」風力発電所及び関連避難インフラの建設・操業に関する行政認可及び環境影響評価書に対する異議を申立てるため、レオン行政裁判所に上訴した。2024年3月11日及び4月11日、カスティーリャ・イ・レオン州及び当社はそれぞれ、同協会が提起した上訴に対する反対意見を提出した。2024年12月11日、当社は結論書を提出した。

Tractebel訴訟 - ブラジル

1998年、ブラジルの企業CIEN（現Enel CIEN）は、Tractebel（現Engie Brasil Energia SA）との間で、アルゼンチン-ブラジル間の相互接続回線を通じてアルゼンチンから電力を供給する契約に署名した。2002年の経済危機の結果として導入されたアルゼンチンの規制変更の結果、Enel CIENはTractebelに電力を供給することができなかった。

2009年10月、Tractebelは契約違反の疑いでEnel CIENを提訴した。Enel CIENは、アルゼンチン危機の結果としての不可抗力を主な論拠として抗弁を提出した。法廷外で、Tractebelは紛争に関係する相互接続線の30%を取得する計画であることを示した。2023年2月16日の判決で、第一審裁判所は、Enel CIENに対してTractebelにより提出した請求の根拠を棄却した。この判決は2023年3月20日にTractebelによって控訴されたが、2024年2月29日に控訴裁判所は一審判決を支持し、Enel CIENを支持した。2024年3月21日、Tractebelは控訴裁判所の決定に対する明確化の申立てを行い、Enel CIENはこれに回答した。2024年5月10日、控訴裁判所はTractebelが提出した申立てを却下し、Tractebelは高等裁判所に却下に対する異議を申立てた。Enel CIENは現在係属中の手続きのために出廷した。紛争に関わる金額は約753百万レアル（約123百万ユーロ）と推定され、それに加えて定量化される損害がある。

同様の理由で、Furnasも2010年5月、Enel CIENに対して、電力供給不能を理由に、約5億7,160万レアル（約91百万ユーロ）の支払いと損害賠償を請求し、相互接続ラインの70%の取得を要求していた。この裁判は、2019年10月18日に最終判決が下され、Furnasの主張は全て棄却され、Enel CIENに有利な形で結審した。

Cibran訴訟 - ブラジル

Companhia Brasileira de Antibióticos（Cibran）は、非金銭的損害に加えて、1987年から2002年の間のブラジル配電会社による停電の結果被ったとされる損失に対する損害賠償を求めるために、エネルグループ会社Ampla Energia eServiçosSA（現Enel Distribuição Rio）に対して6件の訴訟を起こした。裁判所は、当該案件において統一的な技術評価を命じたが、その結果はEnel Distribuição Rioにとって部分的に不利だった。同社はこの結果を控訴し、新たな調査を求め、これがCibranによる申立ての一部の棄却に繋がった。その後、Cibranは新たな調査結果に異議を申立てたが、成功しなかった。

1995年から1999年にかけての最初の訴訟は、2020年8月24日に判決が確定し、全面的に棄却された。

2006年に提起された1987年から1994年までの訴訟に関して、裁判所は2015年6月1日に、Enel Distribuição Rioに対し、96百万レアル（約23百万ユーロ）に加え、金銭的損害に対する利息、及び金銭以外の損害賠償として8万レアル（約19,000ユーロ）を支払うよう命じる判決を下した。2019年11月6日、リオデジャネイロ裁判所（Tribunal de Justiçaof Rio de Janeiro）は、Enel Distribuição Rioの申立てを認め、Cibranの主張を全て否定する判決を下した。その後、2019年から2022年にかけてCibranが提出した上訴は全て却下され、それに伴い、2019年11月6日のEnel Distribuição Rioを支持する決定は2023年3月24日に確定した。

2001年及び2002年の残りの4件の訴訟は、専門家の意見書による請求の定量化がまだ行われていないため、当初から申立てに関する決定を待って中断されており、現在も中断中である。全ての係争額は未定である。

協同組合との訴訟 - ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張プロジェクトの一環として、1982年、当時はブラジル政府が所有し、現在はエネルグループ企業となっているCoelce Companhia Energéticado CearáSA（現Enel Distribuição Ceará）が、拡張プロジェクトの推進のために設立された複数の協同組合の送電網を使用する契約を締結した。当該契約はEnel Distribuição Cearáが月額報酬を支払うことが規定されており、また送電網の保守も要求されていた。
特別な状況で設立された協同組合間のこれらの契約は、契約によって管理される送電網を具体的に特定していなかったため、多くの協同組合が契約で合意された料金の改定等を求めてEnel Distribuição Cearáを訴えた。
これらの訴訟には以下が含まれる。(a)Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda（COPERVA）が提起した約533百万レアル（約83百万ユーロ）の訴訟。この訴訟でCOPERVA は、送電網の使用契約において合意された使用料の改定を要求しており、その額はリース資産価値の1.5%に達する可能性がある。Enel Distribuição Cearáは、裁判及び控訴裁判所から同社に有利な判決を得た（他の訴訟手続きにとっても有利な先例となる）。この後、数件の上訴が行われ、最後の上訴は2018年12月に高等裁判所（Tribunal Superior de Justiça）に提出され、現在係属中である（COPERVA が提出した内部手続き上の上訴は現在定義中）。(b)Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda（COERCE）が提起した約319百万レアル（約50百万ユーロ）の訴訟。同訴訟においてCOERCE社は、送電網の使用料について、合意されていた料金をその価値の2%に基づいて算出するよう改定を要求していた。一審の予備審問は、Enel Distribuição Cearáに有利な技術報告書の提出をもって最近終了した。

ANEEL訴訟 - ブラジル

2014年、Eletropaulo（現Enel Distribuição São Paulo）は、ブラジル連邦裁判所に、Agenncia Nacional de Energia Elétrica（ANEEL、国家電力庁）の行政措置の無効を求める訴訟を起こした。当該措置は、2012年に遡及して、その後の規制期間（2011年～2015年）において料率決定に適用される負の相関係数を導入している。当該規定に伴い、ANEELは、以前に料率に含まれていたネットワークの一部の要素の価額の返還を命じた。これは、当該要素は存在せず、料率に追加の構成要素を含めるよう求めるEnel Distribuição São Pauloの要求を拒否したことによる。ANEELの行政措置に対する異議申立てを受け、2014年9月9日に予防的に中止された。一審の訴訟手続きは2024年4月10日付の決定により結審し、Enel Distribuição São Pauloの要求は棄却された。この決定に対し、同社は控訴裁判所に対し、本案に関する第二審判決までの予防的中止の確認を求める控訴も行い、2024年6月21日に認められた。2024年8月5日、ANEELはこの条項の執行を中止した最後の決定に異議を申立て、2024年9月9日、Enel Distribuição São Paulo社は反訴を提起した。訴訟額は約13億レアル（約219百万ユーロ）である。

Endicon - ブラジル

2021年10月17日、Endicon（旧エネルのブラジルにおけるサービスプロバイダー）は、Enel Distribuição Rio及びEnelDistribuiçãoCearáを相手取り、約553百万レアル（約91百万ユーロ）の損害賠償を求める訴訟を提起した。この訴訟においてEndiconは、契約の履行中にグループ会社に起因するとされる特定の事象が発生し、Cearáによる契約上の権利の濫用によって契約の管理に損失が生じ、金銭的及び非金銭的損害が発生したと主張した。2022年5月10日に事前に通知されていた予防措置が取り消されたことを受け、2021年12月2日、Enel Distribuição RioとEnel Distribuição Cearáは、第一審及び第二審において棄却された手続き面での予備的異議を含め、本案訴訟において抗弁を提出した。後者の決定に対する再審理手続きは現在係属中である。本案に関しては、裁判は第一審の審理段階で継続している。2024年3月19日、グループ各社は裁判所に対し、会計報告書及び追加証拠書類の提出を求めた。

Socrel‐ブラジル

EnelDistribuiçãoSãoPaulo**は、**Serviçosde Eletricidade**及び**TelecomunicaçõesLtd（Socrel）**により、Socrelの流動性危機の原因となった可能性のある、当事者間の一連の契約についてグループ会社が契約を違法に終了したことによって生じた損失に対する損害賠償訴訟を提訴された。手続き中に公表された専門家の報告書に従い、**Socrelの要求は321百万レアル（約61百万ユーロ）と見積られた。2023年3月27日の判決において、サンパウロ州司法裁判所はSocrelの請求を全面的に否定した。Socrelがこの判決に異議を申立てた結果、2023年11月7日付の決定で覆され、第一審では認められなかった口頭証拠を審理するために差し戻された。2023年11月24日、Enel Distribuição São Paulo**は、一審判決を無効とする規定に対して明確化の請求を行ったが、控訴裁判所は2023年12月19日に却下した。2024年2月26日、Enel Distribuição São Paulo**はこの最終決定に対して最高裁判所に上訴を申立て、Socrelは2024年3月27日に反訴を申立てており、現在係争中である。**

2022年特別料率改定（Ceará）‐ブラジル

2022年4月19日、国家電力庁（Agência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL））**は決議3.026/2022を公表し、Enel Distribuição Ceará（ED Ceará）が行う配電サービスについて、2022年の平均24.85%の料率引上げを承認した。民間の個人と公的機関の両方が、Ceará地区連邦地方裁判所に当該決議に対する異議を申立て、予防的に決議の効果を取消し、恒久的に決議自体を無効とすることを求める請求を合計6件行い、料率引上げは違法であると主張した。全ての手続きにおいて、ED Ceará**は料率調整の合法性を主張し、原告の請求に異議を唱えている。2022年6月21日、連邦地方裁判所は、求められている救済と訴因が共通しているという事実を考慮して、予防的要請を却下し、6件の訴訟を単一の手続きに併合した。またED Ceará**は、2022年9月23日、その後のある立法措置の結果、特別な料率見直しと減税に伴い料率が引下げられたという主張を提出した。6件の訴訟のうち既に4件は、エネルに有利な確定判決（手続き上の理由によるもので、本案については決定されていない）と請求の棄却により終結している。残り2件のうち1件は、正当性に関する上訴が認められた後、本案の分析のために第一審裁判所に差し戻された。訴訟額の見積りは確定していない。もう1件の訴訟は、先述の他の訴訟との関連性のために連邦地方裁判所に付託された、消費者保護を目的とする公的機関が申立てたものであり、サービスの質の低さのために被ったとされる約59百万レアル（約10百万ユーロ）の精神的損害の集団的賠償の獲得を目的としており、その一環として料率引上げに関する請求も行われた。2024年12月19日、ED Ceará**に不利な第一審判決が下され、同社はサービスの質が不十分であったとして約1百万ユーロの精神的損害の集団的賠償の支払いを命じられた。ED Ceará**はこの決定に対して控訴する予定である。**

CTEEP - ブラジル

2021年3月16日、Enel Distribuição São Paulo（旧Eletropaulo Metropolitana Electricidade de SãoPaulo SA-Eletropaulo）**は、送電事業者であるISA CTEEP-Companhia de Transmissãode Energia Elétrica（CTEEP）に対して、約15億レアル（約250百万ユーロ）の債権回収訴訟をサンパウロ司法裁判所に提起した。これは、Eletropaulo**の民営化前に発生した債務の原債務者として、Centrais Elétricas Brasileiras SA（Eletrobras）**に対して行われたもので、この債務は、当初、和解契約の一環として、Eletropaulo**からCentrais Elétricas Brasileiras SAに支払われていた。控訴裁判所は2023年9月26日付の決定により、Enel Distribuição São Paulo**の請求を棄却した一審判決を支持し、また、敗訴に伴う被告側の訴訟費用を請求額の現在価値の13%とし、2024年9月時点で約439百万レアル（約70百万ユーロ）に相当する金額とした。2024年1月12日の判決で、控訴裁判所は**Enel Distribuição São Paulo**によるこの判決に対する控訴を棄却した。2024年2月23日、同社は上級裁判所にこの判決を不服として控訴し、2024年3月25日、CTEEP**はこの点に関する抗弁を提出した。その後、判決は、本案に対する予備的質問に関する連邦高等裁判所の判決が出るまで保留されている。**

2023年11月サンパウロでの停電 - ブラジル

2023年11月3日にEnelDistribuiçãoSãoPaulo（ED SP）**の営業許可区域を襲った悪天候の後、自治体、労働組合、政党、検察官、国選弁護人事務所の代表者により、予防措置の許可、**ED SP**による支援の提供、情報／文書の提供、配電サービス水準の維持、裁判所で決定される個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害賠償の支払いを求める個人訴訟と集団訴訟が提起された。当該訴訟の件数は、**2024年12月31日時点で個人訴訟が528件、集団訴訟が7件である。2024年12月31日現在、個人訴訟の総額は約20百万レアル（約3.1百万ユーロ）であったが、集団訴訟の総額は未定である。**

2023年11月リオデジャネイロでの停電 - ブラジル

2023年11月18日にEnel Distribuição Rio de Janeiro（EDR）の営業許可区域を襲った悪天候の後、自治体、検察官、国選弁護人事務所の代表により、予防措置の許可、ED RJによる支援の提供、情報／文書の提供、支援措置の維持、そして裁判で決定される個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害賠償の支払いを求める個人訴訟と集団訴訟が提起された。当該訴訟の件数は、2024年12月31日時点で個人訴訟が3,481件、集団訴訟が19件である。2024年12月31日現在、個人訴訟の総額は約78百万レアル（約12.1百万ユーロ）であったが、集団訴訟の総額は未定である。

ブラックアウト2024年10月サンパウロ - ブラジル

2024年10月11日にEnel Distribuição São Paulo（ED SP）の営業許可区域を襲った悪天候の後、自治体、検察官、協会、政党、連邦政府、サンパウロ州政府、及び私人（1件について）の代理人により、サービスの質向上のための予防措置の許可及びANEELの委譲契約への参加を求める個人訴訟と集団訴訟が提起された。2024年12月31日時点で、ED SPは、個人訴訟が632件、集団訴訟が6件の通知を受けている。本案に関して、原告は個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害賠償の支払いを求めており、1件では、委譲契約の無効とED SPに対する制裁措置の実施を求めている。2024年12月31日現在、個人訴訟の総額は約1,030万レアル（約1,600万ユーロ）であったが、集団訴訟の総額は未定である。

IPEDEC - ブラジル

IPEDEC（Instituto de Defensa de los Consumidores）は、Enel Distribuição Ceará（ED Ceará）及びAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）に対し、「非技術的損失」等のエネルギー窃盗に関連する費用が料金に含まれていることを争う訴訟を起こした。一審裁判所は、原告の主張を一部認め、このような費用を非技術的損失に含めることは無効であるとしたが、遡及的に無効にはならず、判決が確定した時点からしか生じないと判断した。2024年1月、ED Cearáこの判決に対して不服申立てを行った。裁判は控訴審で係属中である。訴訟額は未定である。

Enel Distribuição São Pauloの料率改定 - ブラジル

Eletropaulo（現Enel Distribuição São Paulo、ED SP）及びAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）に対して提起された集団訴訟の一部として、第一審裁判所はED SPに有利な判決を下した。この訴訟では、原告はANEELに対し、ED SPが持分に対して支払われた利息に関して享受したはずの税制上の優遇措置を踏まえ、2003年に開始された料率改定に負のコンポーネントを含めるよう求めた。また、ED SPに対し、前述の優遇措置の影響を料金に織り込まなかったことを理由として、消費者が請求された金額の2倍を弁済するよう求めた。しかし、2024年4月3日、控訴裁判所は後者を否定する判決を下した。2024年4月10日、ED SPは控訴審判決の明確化を求めて控訴した。2024年8月27日、この請求は却下され、同年9月19日、ED SPは第二審判決に対し、法律違反を理由とする特別上訴と憲法原則違反を理由とする特別抗告を行った。両手続きは係属中である。訴訟額は未定である。

パラティ市とEnel Distribuição Rioの民事訴訟 - ブラジル

パラティ市は、Ampla（現Enel Distribuição Rio、EDR）に対し、委譲契約満了まで同市の送電網の近代化を推進するようEDRに命じた最終判決の執行を求める訴訟を提起した。裁判官は定量化のための技術コンサルタントを任命し、現在交渉のため手続きは中断されている。訴訟額は現時点では未定である。

GasAtacama - チリ

2020年1月、アタカマ発電所の最低技術及び最少運用時間の変動に関してCDEC-SING（Centro De DespachoEconómicode Carga）に提供された情報をもとにGasAtacama Chile（現Enel Generación Chile）に対して電力燃料監督庁（SEC）により2016年8月に課された行政課徴金に関する控訴手続は終結した。手続完了により、罰金額は約6百万ユーロから約432,000ドルに減額され、その金額は同社によって支払われた。

上記の問題に関連して、Aes Gener SA、Electrica Angamos SA、Engie Energía Chile SAを含むSistema Interconectado del Norte Grande（SING）の複数の事業者が、総額約1億3,950万ユーロの損害賠償を求めて2017年にGasAtacama Chileを提訴した。2023年10月17日、サンティアゴ民事裁判所は原告の請求を部分的に支持する判決を下したが、その金額は訴訟の次の段階で定量化される。2023年10月31日、この判決には被告全員が異議を申立て、上訴手続き中である。GasAtacama Chileと同社の社外弁護士は、控訴審で原告の主張が支持される可能性は低いと考えている。

アルビオド鉱山 - チリ

2016年、Compañía Minera Arbiodo及びIngenieros Asesores Limitadaは、国家環境省、エネルギー省、鉱山省（以下「省」）、Servicio Nacional de Geología y Minería（Sernageomin）、Enel Green Power Chile（EGP Chile）及びParque Eólico Taltal SA（以下「会社」）に対する訴訟を提起した。原告は、2012年に付与された省の許可に基づき建設されたタルタル風力発電所の敷地の地下にある土壌に対する採掘権が侵害された結果、損失を被ったと推定されるとして、損害賠償を求めている。
2023年12月6日、サンティアゴ民事裁判所はParque Eólico Taltal及びEGP Chileに対し、Sernageominと連帯して、約3,460億チリ・ペソ（約334百万ユーロ）を原告側に支払うよう命じた。
この決定に対して、同会社、同省、Sernageomin、Arbiodoが不服申立てを行った。2024年6月18日、一審判決の根拠となったいくつかの法的前提に対し、同会社が憲法裁判所に上告したため、上訴手続きは中断された。同社と社外弁護士は、控訴審で原告の主張が支持される可能性は低いと考えている。

El Quimbo - コロンビア

ウィラ地域（コロンビア）の400MWの水力発電所のEmgesaによる建設においてEl Quimboプロジェクトに関して、影響を受けた地区の住民及び漁民が提起した多くの訴訟（「集団訴訟」及び「住民訴訟」）が係属中である。より具体的には、現在予備的段階にある最初の集団訴訟が、発電所の建設が事業収入を30%減少させたと主張するガルソン地区の約1,140人の住民によって提起された。第2の訴訟は、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関する損害を主張するウィラの5つの地区の住民及び会社／団体により、2011年8月から2012年12月までの間に提起された。住民訴訟又は集団訴訟に関して2008年に1件の訴訟が、中でも特に環境認可の停止を要求する地域の多数の住民によって提起された。当該訴訟の一環として、2020年9月11日、ウィラ裁判所はEmgesaに一部不利な判決を下し、環境認可において規定されている義務の履行を求めた。国家環境ライセンス局（ANLA）及びEmgesaの両者は、国務院に当該決定に対する異議を申立てた。2022年9月20日、ANLAの控訴は提出が遅れたため却下された。訴訟はEmgesaの控訴に関して係属中である。一方、別の訴訟において、2024年最終四半期に、国務院はEl Quimboプロジェクトの環境認可の有効性を最終的に確認し、環境認可に規定された履行義務のうち、国務院がEmgesaの責に帰すべからざる事実により執行不能と認定したものについて再度決定するようANLAに命じた。
別の住民訴訟は、El Quimbo流域の埋立がEl Quimbo下流のBetania流域の漁業に影響を及ぼしていると主張する多くの養魚会社によって提起された。多数の予防的決定を経て、2016年2月22日、ウィラ裁判所は発電を6か月間継続することを許容する決定を下した。裁判所はEmgesaに酸素レベル要件への準拠を確保する技術的設計の準備、及び約200億コロンビア・ペソ（約550万ユーロ）の担保差し入れを命じた。その後ウィラ裁判所は6か月期限を延長し、Emgesaが設置した酸素供給システムが現在まで裁判所が要求する酸素レベルを維持していることを示しているため、裁判所は反対の決定は下しておらず、El Quimbo発電所は発電を続けている。2018年3月22日、ANLA及びCAMは共同でEl Quimbo水力発電所ダム下流の水質モニタリングに係る最終報告書を発表した。両当局は、Emgesaが酸素レベル要件を遵守していることを確認した。2021年1月12日、ウィラ裁判所の第一審判決が下されたことがわかった。判決は、Emgesaが導入した酸素供給システムがベサニー盆地の動物相の保護に伴うリスクを軽減したことを認める一方で、関係する環境当局だけでなくEmgesa自体にも一連の義務を課した。特にEmgesaには、ANLAの検証の対象となる流域の水が河川の動植物にリスクを生じさせないことを保証するための除染プロジェクトを実施し、ANLAが設定したパラメーターに適合するように酸素供給システムを恒久的に運用することが求められている。2021年3月4日、Emgesaは国務院に当該判決に対する不服を申立てた。2021年12月31日、国務院はEmgesaの訴えを認める判決を下した。当該訴訟は控訴審で係属中である。

第一類電圧水準訴訟 - コロンビア

当該係争は、超過料率請求に対する補償を求めて Codensa (**現**Enel Colombia) **に対して**Centro Médico de la Sabana**病院及びその他の当事者が提起した「集団訴訟」に関するものである。当該訴訟は、決議第**97/2008**号により変更された決議第**82/2002**号の規定における第一類電圧分類 (電圧**1kV**未満) の利用者及びインフラの所有者として利用者が支払うべきであったと原告が主張する助成付き料率を**Codensa**が適用しなかったとの主張に基づく。当該予備審は終了し、今後判決が下される。推定訴訟額は約**3,370**億コロンビア・ペソ (約**7,350**万ユーロ) である。**

ボサ地区とケネディ地区における洪水に関する集団訴訟 - コロンビア

Emgesa SA (**現**Enel Colombia SA) **は、ボゴタ (コロンビア) のボサ地区とケネディ地区の住民により、**2010**年と**2011**年にボゴタの河川が氾濫して発生した洪水に対する損害賠償を求める「集団訴訟」を提起された。手続きは予備段階にある。推定訴訟額は約**22**億コロンビア・ペソ (約**518**百万ユーロ) である。**

1998年から2004年の公共照明サービスに関する償還 - コロンビア

2011年後半にコロンビア公共サービス庁 (UAESP) **と**Codensa (**現**Enel Colombia) **間の紛争が**Codensa**に不利な判決で結審したことを受け、**UAESP **は**Enel Colombia**による過大請求の償還に関する債権回収のため、強制徴収手続きを開始した。**
この行政徴収命令は裁判で争われており、現在控訴審で係属中である。2024**年**4**月**19**日付の追加行政命令により、**UAESP **は徴収手続きを再開し、割引と遅延利息を含む債権額を約**8,220**万ユーロに更新した。**2024**年**7**月**10**日、**Enel Colombia**は**UAESP **及び当該命令に対して異議を申立てた。**2024**年**9**月**4**日、**UAESP **は**Enel Colombia**による行政命令に対する異議申立てを受け、請求額を約**7,430**万ユーロに減額したが、この規定についても**Enel Colombia**は**2024**年**12**月**23**日に異議を申立てた。徴収手続きは、法廷外調停審問が開かれる**2025**年**3**月**18**日まで停止された。**

Kinoの仲裁申請 - メキシコ

2020年**9**月**16**日、**Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor)、Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) **及びエネル・エスピーエー (当社) は、**Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv**及び**Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (「**プロジェクト会社**」と総称) から、仲裁手続きを申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、(i) Kino Contractor**によるEPC**契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilities**による資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受領した。**Kino Contractor**及び**Kino Facilities**が上記契約に基づいて負う債務の保証人であるエネルも仲裁手続きへの参加を求められているが、現時点では具体的な請求はなされていない。**
Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、**CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv (**ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている**) 及び**CKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.**によって支配されている。**
2023年**8**月**4**日、仲裁裁定が通知された。仲裁委員会は、エネル・エスピーエーに対する管轄権はないと宣言し、プロジェクト会社の請求を一部認めた上で、**Kino Contractor**及び**Kino Facilities (**現**Enel Services Mexico SA de Cv - Enel Services) **に対し、合計約**77**百万ドルの違約金と年率**6%**の利息を支払うよう命じた。その後、**Kino Contractor**とEnel Services**は仲裁判断の訂正を求める申立書を提出し、これは一部認められたが、**2023**年**12**月**13**日、メキシコの裁判所に仲裁判断の無効を求める申立書を提出した。その後、プロジェクト会社は仲裁裁定の承認と執行を要請した。この手続きは係争中である。**
2023年**12**月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、**Kino Contractor**が引き受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。当該訴訟は**2024**年**12**月**3**日にエネルに有利な決定で終了し、エネルの抗弁が全面的に認められた。**2024**年**12**月**17**日、プロジェクト会社は控訴し、エネルは同月**24**日、条件付反訴を提起した。控訴手続きは係属中である。**

Allianz - 北米

2022年5月18日、High Lonesome Wind Project LLCは、Allianz Risk Transfer Ltdから、プロキシ収益スワップ（PRS）に関連して2021年2月時点で発生したとされる約203百万ドルの負債に関する訴訟をニューヨーク州上級裁判所に提起された。当該請求は全面的に争われている。本訴訟は現在ニューヨーク南部地区裁判所に係属中であり、同裁判所は2024年、PRSに基づく仲裁管轄の対象となる請求は仲裁で審理されるべきであり、残りの請求については訴訟手続きの継続を認めるとする決定を下した。

Osage Wind - 北米

米国（オーセージ・ネーションの管財人として）及びOsage Mineral Councilが、Enel Green Power North America、Enel Kansas LLC、Osage Wind LLCに対して開始した訴訟において、被告が風力発電所オーセージ風力発電所（総発電容量150MW、84基の風力タービンから成る）の建設のために特定の掘削活動を行うための事前許可をオーセージに要請する必要性が争点となっていた。2024年12月18日、ノース・オクラホマ連邦地方裁判所は第一審決定を下し、2023年12月20日付命令に基づく同発電所の撤去命令を確定し、その期限を2025年12月1日に設定し、被告に約30万ドルを上限とする損害賠償及び関連法律費用の支払いを命じた。被告企業と米国の双方がこの決定について控訴し、被告はまた、2025年3月3日に支持された第一審決定を下した裁判所に対して、執行停止を求める申立てを行った。控訴手続きは係属中である。

Gastalsa - ペルー

2011年、Empresa de Gas de Talara SA（Gastalsa）は、Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería（Osinergmin）及びエネルギー鉱山省に対し、タララ県全域への天然ガス供給権をGastalsaに付与した委譲契約を取り消し、Enel Generación Piura SA（EGPIURA）が所有するパイプラインをGastalsaに譲渡するよう命じた措置の取り消しを求める訴訟をタララ民事裁判所に提起した。当該訴訟において原告は、ガス供給委譲契約保有者は、一定の条件下で、委譲契約対象地域内の既存のガスパイプラインの所有権を要求できるという規則の適用を求めた。EGPIURAはこの訴訟手続きに参加するために召喚されなかった。

2017年、Gastalsaに有利な一審決定が下されたが、これに対して、EGPIURAが敵対的手続きに違反しているとして異議を申立てた。2022年1月6日に出された新たな判決において、タララ民事裁判所は、(i)影響を受けた第三者（Gasnorp）が提出した没収請求を却下し、(ii)Gastalsaが提出した請求を一部認め、影響を受けた公共団体に対し、(a)Gastalsaに有利な天然ガスサービス委譲契約を回復し、(b)EGPIURAが所有するパイプラインの更新とGastalsaへの譲渡を進めるよう命じる予防措置を発令した。EGPIURAはこの判決に異議を申立て、2022年8月2日、控訴裁判所はGastalsaに不利な判決を下し、新たな決定のために第一審裁判所に差し戻した。この決定の結果、先に発令された予防措置は取り消された。

一方、2020年3月、Gasnorpは、民事裁判所がGastalsaに対する没収請求を却下した判決について、憲法裁判所に不服を申立てた。2022年7月、憲法裁判所は、Gastalsaの最初の請求が期限を過ぎてから提出されたことを認め、Gastalsaの権利を失効させた。この決定は最終的なものとなった。憲法裁判所の判決とは異なる判断を下した控訴裁判所の判決を受け、2024年7月11日、憲法裁判所はGasnorpに有利な新たな判決において、控訴裁判所に対し、原控訴の没収の主張を受け入れる新たな判決を出すよう命じた。この問題に関する控訴裁判所の判決が出るまで、本案に関する一審判決は保留されている。

Gab□□íkovo訴訟 - スロバキア

Slovenské elektrárne（SE）は、Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik（VV）が管理し、2006年のSE民営化の一環として、運転契約（VEG運転契約）に基づき30年間の運転と保守がSEに委託されている720MWのGab□□íkovo水力発電所に関して、国内裁判所に提起された多くの裁判に関与している。

民営化の完了直後、公共調達局（PPO）はブラチスラバ裁判所に、公共入札に適用される規則の違反、契約をサービス契約として当該サービス契約規制を適用したとする違反容疑に基づいて、VEG運営合意の無効の訴えを申立てた。2011年11月、第一審はSEを支持する判決を下し、これに対しPPOは当該裁定を控訴した。

PPO訴訟と並行して、VVはいくつかの訴訟も起こし、特にVEG運営合意の無効を求めた。2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEG運営合意を一方的に解消し、2015年3月9日に合意破棄を通告した。2015年3月9日、控訴審は第一審の判決を覆し、PPOによる訴訟の一環として同合意を無効とした。SEはこの判決に対して最高裁に特別抗告した。最高裁は2016年6月29日の審理で抗告を棄却し、SEはこれを不服として憲法裁判所に上告したが、憲法裁判所は上告を棄却し、2017年1月18日の判決で確定した。

また、SEは、VEG補償協定に基づき、ウィーン国際仲裁センター（VIAC）に仲裁請求を行った。民営化の一環としてスロバキア共和国の国有財産基金（現在はMHマネジメント・MHM）とSEとの間で締結された当該合意の下で、SEは、SEに帰し得ない理由によりVEG運営合意が中途解約された場合に補償を受ける権利を有する。2017年6月30日、仲裁裁判所はSEの請求を棄却する決定を下した。

この仲裁手続と並行して、VVとMHMの双方は、後者がVEG運営契約と関連しているとの主張により、VEG補償契約を無効にするためにスロバキアの裁判所に2件の訴訟を提起した。これらの手続きは2017年9月27日に手続き上の理由で却下された。VVとMHMは共にこの判決を不服として控訴したが、いずれもSEに有利な裁判の判決を支持し、控訴は棄却された。VVは2020年3月9日に当該判決を不服として、最高裁判所にさらなる特別抗告（dovolanie）を行い、SEは2020年6月8日に提出した趣意書で回答した。SEはまた、スロバキア憲法裁判所に上訴したが、2021年7月29日に却下された。2021年3月24日、最高裁判所はブラチスラバ控訴裁判所の判決を覆し、後者の裁判所に判決を付託した。この最後の手続きは2024年11月21日付の決定で終了し、VVの要求は再び却下された。

地方レベルでは、VVはまた、2006年から2015年までの期間に不当利得（推定約360百万ユーロと利息）を主張してSEに対して他の訴訟を提起した。SEは、係属中の全ての訴訟について反訴を提起した。これらの訴訟の経緯は、以下のように要約することが可能である。

- 2006年から2008年については、2019年6月26日の審理において、ブラチスラバ裁判所はVVの主な請求を却下し、その結果、SEの反訴を却下した。第一審の判決は、両当事者によってブラチスラバ控訴裁判所に上訴された。2006年に関する手続きは、2023年2月18日にSEに通知された2022年12月6日の決定により完了し、第一審判決が支持された。2023年4月、SEとVVは共に、控訴裁判所の判決に対して最高裁判所に特別上告し、訴訟は係属中である。2007年に関する訴訟手続きに関して、控訴裁判所は2023年1月31日付判決（2023年4月12日にSEに通知）において、第一審判決を無効とし、ブラチスラバ裁判所に審理を差し戻した。第1回審問は2024年1月8日に行われ、手続きは2025年3月3日に予定された審問に延期された。2008年に関する手続きはまだ係属中である。
- 2011年及び2015年に関する手続きは全て第一審裁判所で係属中であり、当事者間で準備書面が交換されている。両手続きとも、パンデミックのために第一審裁判所の審理は数回延期された。2011年に関する手続きについて現在は延期期間が未定となっている。2015年に関する手続きの審理は2024年4月25日に行われた。2024年12月12日、この最後の手続きは2006年と2012年に関する手続きの最終決定まで中断されることになり、VVはこの中断を不服として控訴した。
- 2009年、2010年、2013年に関連する訴訟は、第一審裁判所においてブラチスラバ裁判所が下した裁定により、それぞれ2022年11月24日、15日、22日に結審し、VVの主張とSEの反訴の両方が棄却された。2022年12月から2023年1月にかけて、SEとVVの双方が2009年、2010年、2013年に関する裁定に対して上訴を行い、現在係属中である。2014年に関する手続きはブラチスラバ裁判所が2023年10月10日に下した判決により一審で終了し、VVの第一次請求を棄却し、その結果、SEの反訴も棄却した。このブラチスラバ裁判所の判決に対して、2024年1月29日及び2024年2月5日に、VV及びSEがそれぞれ上訴した。
- 2012年に関する手続きについては、2023年2月2日、VVの請求及びSEの反訴の双方を棄却して第一審判決を支持する控訴審判決がSEに通知された。VVは2023年3月17日、SEは2023年3月31日、控訴審判決を不服として最高裁判所に特別抗告し、現在係属中である。

最後に、別の手続きにおいて、VVはSEに対し、民営化の一環としてGabčíkovo発電所の技術資産のSEからVVへの移転において料金約20百万ユーロ及び利息を返還するようSEに求めた。裁判所は、VVの適格性の欠如を指摘した事案について予備判決を下した後、2020年12月18日にSEに有利な判決を下し、VVの主張を退けた。2021年1月4日、VVはこの決定に対して控訴を提起し、現在係属中である。

なお、Enel Produzione SpA（EP）とEP SLOVAKIA BV（Energetický a prů myslový holding（EPH）が支配）との間で、Slovak Power Holding BVの残りの50%の資本を同グループに売却する契約が最終的に成立したため、エネルグループのSlovak Power Holding及びSEに対する財務的コミットメントは、EPがガブチコヴォ発電所に関連する紛争から生じた負債について負担していた可能性のある補償を含め、存在しなくなった。

ブラジルの税務訴訟

源泉徴収税 - Ampla

1998年、Ampla Energia eServiçosSA（Ampla）は、海外での資金調達のために設立されたパナマの子会社が引き受けた3億5,000万ドルの社債（「固定金利債券」-FRN）を発行してCoelceの買収に資金を提供した。当時施行されていた特別な規則の下で、2008年まで当該債券が維持されることを条件として、Amplaによりその子会社に支払われた利息はブラジルにおける源泉税徴収の対象ではなかった。

しかしながら、1998年の金融危機のために当該パナマ子会社はブラジル親会社からの再融資を迫られ、そのためブラジル親会社は地元銀行から融資を受けた。税務当局は、この融資は債券の早期償還に相当し、その結果、源泉徴収税の免除を受ける権利を喪失すると考えた。

2005年12月、Amplaはスピンオフを実施し、残存するFRN債務と関連する権利義務をAmpla Investimentos eServiçosSAに譲渡した。

2012年11月6日、Câmara Superior de Recursos Fiscais（最高レベルの行政裁判所）はAmplaに不利な判決を下し、これに対し同社は直ちに明確化を求めた。2013年10月15日、Amplaは、明確化請求の棄却（Embargo de Declaração）、及びそれにより前回の不利な判決を支持する旨の通知を受領した。同社は債務の担保を差し入れ、2014年6月27日に通常の裁判所（Tribunal de Justiça）での訴訟を継続した。

2017年12月、裁判所は将来下される判決の裏付けのため、より詳細に問題を検討する専門家を指名した。2018年9月、専門家は報告書を提出し、追加書類の提出を求めた。

2018年12月、同社（現Enel Distribuição Rio）は追加書類を提出し、専門家が提示した結論を踏まえて、さらなる専門家の意見を求めた。この件は、同社が表明した立場を明確にするため、専門家に委ねられた。

2021年7月、専門家による補足報告書が提出された。その報告書において融資契約の存在が認められ、主に増資により、社債融資は元本･利息ともに終了した。同社は、提出された報告書の公表のために召喚され、税金債務の全額取り消しを要求している。

連邦行政手続きにおいて、可否同数の場合に税務当局に決定権を与える規則が適用されたために納税者に不利な結果となった紛争に対する課徴金（及び関連利息）の取り消しを義務付ける新法が承認されたことを受け、2024年3月、同社は訴訟の係争額の見直しを求める申立てを提出した。同申立てが認められた後、同社は課徴金と利息の減額を認められた。また、対応する保証の減額も要求する予定である。2024年12月31日現在の係争額は約103百万ユーロである。

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

2017年3月、連邦最高裁判所（STF）は、PIS及びCOFINS税の算定に関する判決を下し、ICMS（Imposto sobreCirculaçãode Mercadorias eServiços、商品とサービスの流通に対する税）税はPIS及びCOFINSの算定基礎には含まれていないという主張を確認した。

2021年5月、STFは、2017年3月以前に不服申立てを行った納税者を除き、当該判決は2017年3月の判決から効力を有すると決定した。

STF判決の影響を受けたブラジルの当グループ会社は、既に各々の連邦地方裁判所で法的措置を開始していた。その後、連邦地方裁判所は、PIS及びCOFINSの算定基礎から業務に適用されるICMSを控除する権利を認め、最終決定を各社に通知した。

PIS及びCofins税の支払い超過分は、この還付される税金の認識と同時に最終顧客に移転されたため、これらの顧客に関する負債が、法的手続きにおいて発生した、又は発生する予定の費用控除後の同額で認識された。当該負債は、還付された税金を最終顧客に払戻す義務を表すものである。

この点に関し、Enel Distribuição São Pauloは2件の法的手続きを開始し、双方について同社に有利な判決を得た。これらは、2003年12月から2014年12月、及び2015年1月以降の期間に関するものである。第2の手続きに関しては、連邦政府が、2021年5月のSTF裁定により悪影響を受けた当該期間の一部（2017年3月以前）に異議を唱え、同社に対して撤回措置を申立てた。2022年5月、同社はこの措置に異議を申立てた。様々なレベルの裁判制度を通じて抗弁していく予定である。2023年、控訴審で不利な判決が下された後、同社は判決の明確化を求めて新たな上訴を行った。2024年、当該訴訟は最高裁判所の判決が出るまで中断された。

2024年12月31日時点の本手続きの推定係争額は約203百万ユーロである。

IRPJ/CSLL - Eletropaulo

2021年10月5日、Eletropauloはブラジル税務当局から、エネルグループによる会社買収前に行われた特別な企業取引によって生じた増加額の償却に関して、所得税目的の損金算入（IRPJ及びContribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL）を争う税務査定通知を受け取った。争いのある期間は2017年から2019年までである。
同社は、第一審が不利な決定を下した後、第二審に控訴し、手続きの過誤を理由とする無効を求めた。この紛争については、今後、行政裁判所第一審で新たな審理が開始される。
2024年12月31日現在の係争額は約143百万ユーロである。

PIS – Eletropaulo

2000 年 7 月、Eletropauloは、規則（政令法 2.445/1988 及び 2.449/1988）の適用によって支払われたPIS（Programa Integração Social）に対する税額控除を求めて訴訟を起こし、後に連邦最高法廷（STF）によって当該規則は違憲と宣告された。2012年5月、高等司法裁判所（STJ）は同社に有利な判決を下し、控除の権利を認めた。
この有利な最終判決が下される前の2002年、同社は控除分をその他の連邦税と相殺していた。連邦税務当局は当該処理に異議を唱えたが、同社は行為の正当性を主張し、連邦税務当局が通知した税務更正について裁判所に異議を申立てた。第一審での敗訴を受けて同社は控訴した。
2024年12月31日現在の係争額は約115百万ユーロである。

ICMS - Ampla、Coelce、Eletropaulo

リオデジャネイロ州、セアラ州、サンパウロ州は、Ampla Energia e Serviços SA（1996年～1999年、2007年～2017年）、Companhia Energética do Ceará（2003年、2004年、2006年～2012年、2015年、2016年及び2018年）及びEletropaulo（2008年～2021年）に対し課税査定を通知し、特定の非流動資産の購入に関連するICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、商品及びサービスの流通に関する税金）の控除に異議を唱えている。当該会社は、税金を適正に控除していると主張し、ICMSを生じさせた資産の購入目的は配電事業に使用することだと主張して、査定に異議を申立てた。
当該会社は様々な司法レベルで抗弁を継続している。
2024年12月31日現在の係争額は約89百万ユーロである。

PIS/COFINS – Enel Green Power Cachoeira Dourada SA

2024年3月、ブラジル税務当局はEnel Green Power Cachoeira Dourada SAに対し、PIS及びCOFINS税に関して、2020年の課税期間についての課税査定を通知した。具体的には、同社は、アルゼンチンから輸入した電力の購入に関するPICとCOFINSの税額控除を、市場での電力販売に関する同様の課税債務と相殺した。
税務当局は、相殺された税額控除は輸入申告によるものであるため、この相殺は不当であると主張している。
物品の場合、輸入申告は通関及び入国と同時に行われるが、電力の場合は、インボイスの受領及び購入の会計処理の約2か月後に行われる。

しかし、規則にはエネルギー購入に関する特別な例外規定は定められていないため、同社はPISとCOFINSの支払い（売却代金の支払期日）の初月に税額控除を相殺する措置を実施した。
同社は、相殺の妥当性を主張し、課税査定に対して不服申立てを行った。
2024年12月31日時点の係争額の合計は約71百万ユーロである。

源泉税徴収 - Endesa Brasil

2014年11月4日、ブラジル税務当局はEndesa Brasil SA（現Enel Brasil SA）に対し、非居住者への所得支払いとして再分類された配当金に源泉徴収税を適用していないとして課税査定を通知した。

より具体的には、2009年にEndesa Brasilは、IFRSの初度適用の結果、採用した会計基準の正しい適用に基づき、のれんの認識を中止し、その影響を資本で認識した。しかしながら、ブラジル税務当局は、税務監査中に、会計処理が不適切であり、のれんの認識の中止の影響は純損益を通じて反映されるべきだと主張した。この結果、対応する更正額（約202百万ユーロ）が非居住者所得への支払いとして振替えられ、15%の源泉税徴収の対象となった。
なお、同社が採用した会計処理は外部監査人の合意を得ており、また現地会社による具体的な法的見解により確認されている。
行政裁判所が不利な判決を下した後、同社は法廷での抗弁と会計処理の妥当性を主張し続けている。
2024年12月31日現在、係争額の合計は約68百万ユーロである。

ICMS – Coelce

セアラ州は、Companhia Energética do Ceará SAに対して、複数年（2015年から2018年までの課税期間）にわたり、またブラジルの他の全てのエネルギー販売会社に対して、特定の消費者に付与された規制割引に対して連邦政府から支払われた補助金に対するICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、商品及びサービスの流通に関する税金）を要求する様々な課税査定を通知した。
同社は個々の査定を不服とし、様々な司法レベルで抗弁している。
2024年12月31日現在、係争額の合計は約89百万ユーロである。

PIS/COFINS – Eletropaulo

2017年6月より、連邦税務当局はEletropauloに対し、社会保険料（PIS及びCOFINS）に関する税額控除の相殺に異議を唱え、これらの保険料の支払いを求める多数の課税査定通知書（2013年から2018年の課税期間分）を送付した。
税務当局は、同社は、配電に不可欠でないため、財政的に関連性があるとは見なされない商品やサービスの購入についてPIS及びCOFINSの控除を請求したと主張している。さらに、購入した電力の「非技術的」損失に関連する税額控除の主張にも異議を唱えている。
同社は、直ちに様々な司法レベルにおいて、その計算の正確性を抗弁し、異議の対象となった相殺の有効性を主張した。
2024年12月31日時点の推定係争額は約49百万ユーロである。

ICMS（比例配分）– Coelce

セアラ州は、Companhia Energética do Ceará SAに対して、複数年（2005年から2014年までの課税期間）にわたり、ICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、財及びサービスの流通税）の控除可能部分の算定、特に低所得世帯（Baixa Renda）への売電においてブラジル政府が想定する特別料金の適用から生じた収入を基準とした控除按分計算方法に異議を唱えてきた。
同社は、税額控除が適正に計算されたと主張し、個別の査定に不服を申立てている。同社はさまざまな司法レベルにおいて自社の立場を抗弁している。
2024年12月31日現在、係争額の合計は約46百万ユーロである。

PIS – Eletropaulo

1995年12月、ブラジル政府は暫定措置（行政暫定指令）を発令し、連邦PIS（Programa Integração Social：社会統合プログラム）の税率を0.50%から0.65%に引上げた。
その後、当該暫定措置は1998年の最終的な承認前に5回再発令された。ブラジル法制の下では、税率引上げ（又は新たな税の制定）は法律によってのみ施行することができ、公布後90日で発効する。
そのため、Eletropauloは、税率の引上げは直近の暫定措置の90日以降のみであるべきであり、それ以前の4回の暫定措置は（法により承認されなかったため）無効であると主張する訴えを提起した。当該係争は2008年4月に終決し、PIS税率の引上げは1回目の暫定措置から有効であると判断された。

2008年5月、ブラジル税務当局は1996年3月から1998年12月までの増税分に対応する納付を求めてEletropauloを提訴した。
Eletropauloは課税査定の通知期限は既に経過しているとして、さまざまな司法レベルにおいて当該請求に異議を申立てた。特に、課税事象（1回目の暫定措置日付である1995年12月）から正式な法的文書の発行がないまま5年超が経過しており、追加納税を要求する税務当局の権利、及び納付を求めて法的措置を取る権限に異議を唱えている。
2017年、前回の裁判で下された不利な決定を受けて、Eletropauloは自社の権利を守るため、最高司法裁判所（STJ）及び連邦最高裁判所（STF）に控訴した。手続きは係属中であるが、紛争の対象となっている金額は銀行保証の対象となっている。
当該銀行保証を裁判所への預託金に置き換えるよう求めるブラジル国家財務省の法務長官の要求について、第二審裁判所は当該要求を認めた。そのため同社は銀行保証を現金預託金に置き換えた上で、関連する決定に対して明確化の申立てを行い、現在決定を待っている。
2024年12月31日現在、係争額の合計は約42百万ユーロである。

FINSOCIAL – Eletropaulo

2011年9月11日に連邦地方裁判所によって出された最終判決の後、Eletropauloは、1989年9月から1992年3月までに支払われた金額に関連する特定のFINSOCIAL税額控除（社会貢献）に対する補償を受ける権利を認められた。
関係する時効の満了にもかかわらず、連邦税務当局は、一部の税額控除の決定に異議を唱え、対応する相殺を否認し、課税査定を通知したが、同社は直ちに行政裁判所にこれに対する異議を申立て、その算定及び処理の適法性を主張した。
第一審での不利な判決の後、同社は第二審の行政裁判所に控訴を申立てた。
2024年12月31日現在、係争額の合計は約42百万ユーロである。

スペインの税務訴訟

法人所得税 - Enel Iberia、Endesa及び子会社

2018年、スペインの税務当局は、スペインの税務統合メカニズムに参加しているグループ企業を対象とした一般監査を完了した。
2016年に開始された当該監査は（主に2011年から2014年において）法人所得税、付加価値税及び源泉徴収税を対象としている。
主な主張に関連して、関係する会社は第一審レベルの行政裁判所（中央経済行政裁判所-TEAC）に関連する課税査定に対する異議を申立て、過去の処理の正当性を主張した。
2022年4月4日、TEACは上訴を棄却し、同社は法廷（Audiencia Nacional）で抗弁を続けている。
法人税に関する紛争について、不利な結果となる可能性があると考えられる係争額は、2024年12月31日現在で約135百万ユーロであった。

(i) Enel Iberiaは、株式売却に伴う資本損失（約88百万ユーロ）及び特定の金融費用（約15百万ユーロ）の損金算入を決定するために採用した基準の妥当性について抗弁している。
(ii) Endesa及びその子会社は、主として特定の金融費用（約26百万ユーロ）と原子力発電所の廃炉費用（約6百万ユーロ）の損金算入に採用された基準の妥当性について抗弁している。

2021年、スペインの税務当局は、2015年から2018年までの新たな一般監査を完了した。

2024年10月3日、TEACは上訴を棄却し、同社は法廷（Audiencia Nacional）で自社の行為の正当性について抗弁を続けている。法人税及び特定の金融費用の損金算入に関する主な請求に関して、2024年12月31日現在、不利な決定が下される可能性のある係争額は約229百万ユーロである（Enel Iberiaについて216百万ユーロ、Endesa SAについて13百万ユーロ）。

法人所得税 - Enel Green Power España SLU

2017年6月7日、スペイン税務当局はEnel Green Power España SLUに課税査定を通知した。この査定において当局は、2011年のEnel Unión Fenosa Renovables SA（EUFER）のEnel Green Power España SLUへの合併を課税中立取引とした処理に異議を唱え、当該取引は正当な経済的理由がないと主張した。

2017年7月6日、同社は第一審レベルの行政裁判所（中央経済行政裁判所-TEAC）に当該課税査定に対する異議を申立て、当該合併に適用された税務上の取扱いの適切性を抗弁した。同社は当該取引において正当な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果として達成されたシナジーを示す裏付資料を提出した。2019年12月10日、TEACは上訴を棄却し、同社は法廷（Audiencia Nacional）で抗弁を続けている。

2024年12月31日現在、係争額の合計は約33百万ユーロである。

イタリアにおける税務訴訟

ICI, IMU, TASI – Enel Produzione, Enel Green Power Italia

1998年以降、土地登記に関する税務訴訟が係属している。第1段階では、発電所に対する課税額の算定に使用される土地に関する所得を決定する際に機械を含めることが争点となった。2016年以降、法律208/2015により、機械が所得から除外されることが確定した。そのため両社は、新条項に準拠するため、発電所全体の土地登記記録を提出し、発電所以外の部分についても、様々な司法レベルにおいて抗弁を続けている。この訴訟については敗訴の可能性が高いと考えられるため、租税公課引当金を定期的に更新している。

2024年12月31日現在、負担する可能性のある係争額の見積りは約51百万ユーロであった。

注記56.環境プログラム

一部のグループ会社は、欧州連合（EU）の環境政策及びグローバルな国際協定に従って環境保護メカニズムを発展させるために設計された国内又は国際的な環境規制基準の影響を受けている。

56.1 環境プログラムの用語と性質

以下の表は、グループ各社に影響を及ぼす主な環境プログラムの概要である。

プログラム	メカニズムの条件	性質
EU ETS[28]	この制度は全てのEU加盟国に適用され、年間排出量の上限を設定し、欧州全体の排出量を削減するためにその上限を段階的に引き下げている。 第4取引期間（2021年～2030年）は、EUのパリ協定への貢献の一環として厳格化された。 年間上限では、事業者間で自由に譲渡し、取引することができ、オークションへの参加を通じて、又は管轄の地方当局によって無料で付与される特定の数の排出枠（認可された各工業プラント）に対応する。 義務を負う企業は、報告期間ごとに、汚染排出量に相当する数個の排出枠を放棄しなければならない。	法律で義務付けられた「キャップ・アンド・トレード」制度。 グループ内では、CO_2排出枠はイタリアとスペインで操業する火力発電会社に適用される。当グループが火力発電に従事している国々では、欧州の規制により、欧州排出権（EUA）はオークションを通じて割り当てられることになっており、無償で付与されることはない。
エネルギー効率証書	この制度は、欧州連合（EU）指令及び国内法を適用して策定された様々な対策を通じて、エンドユーザーのエネルギー消費量を削減することを目的としている。 この市場性のある証書は、エネルギー効率を向上させる取り組みやプロジェクトを直接的又は間接的に実施する企業に対して、管轄の地方自治体から数年間にわたって発行される。 期間終了後、義務を負う企業は、義務付けられた省エネルギー量に相当する証明書を提示する必要がある。	法律で義務付けられている。 当グループは現在、イタリアとスペインでエネルギー効率証書を保有しており、義務を負う企業はそれぞれ配電会社と販売会社である。
原産地保証（GoO）	この欧州の制度は、再生可能な資源から生産されたエネルギーの利用を奨励することを目的としている。 これらの証書は、特定の基準を満たした再生可能エネルギー発電所に対して、管轄の地方自治体から発行される。この証書は、その有効期間中、発行者がその証書の使用者の要請に応じて取り消すまで、その証書を参照する電力とは別に、市場に流通し、取引される。	この仕組みは現在、グループ内のイタリアとスペインの販売会社に影響を及ぼしており、販売会社には、顧客への販売額に応じて一定量のGoOを引き渡す義務がある。
再生可能エネルギー証書（REC）	この証書は、欧州以外の国で、消費された電力が再生可能な方法で発電されたことを証明するために、再生可能エネルギー発電事業者に付与される。 このスキームの機能は、欧州のGoOに類似している。	この仕組みは任意であり、現在、北米とラテンアメリカの一部のグループ会社に適用されている。

28 欧州排出量取引制度。

56.2 会計方針

当該規制要件から生じる費用の会計処理目的において、当グループは「正味負債アプローチ」を使用している。

この会計方針のもとでは以下のとおりとなる。

- 無償で受領した環境証書及び当グループの事業活動の結果として自主的に作成した環境証書で、コンプライアンスのために使用するものは、名目価額（ゼロ）で認識される。
- 報告期間中に遵守要件を満たすために不足している証明書を取得するために（市場又はその他の対価取引において）発生した費用は、規制要件の遵守の結果生じる「システム費用」であるため、その他の営業費用の純損益に計上されている。
- 報告日時点で入手可能な環境証書の数が、関連する義務を履行するのに十分でない場合（証明書の「不足」）、引当金は「リスク及び費用に係る引当金」に計上される。逆に、報告日に購入した証券の「剰余金」は、注記2.2「重要な会計方針」に言及されている一般原則に従って「棚卸資産」に認識される。

いくつかのタイプの環境証書は、以下に比例して発生する。

- 再生可能資源を使用する工場で発電された電力（例えば、原産地保証や再生可能エネルギー証書）。
- 所轄官庁によって認証された省エネルギー証明書（エネルギー効率証書）。

このような場合、そのような証明書を取得する権利は、非貨幣性政府運営助成金として扱うことができるため、当グループはその権利を公正価値で「その他の非流動／流動非金融資産」に計上している。証券が所有権勘定に貸方記入されると、その時点で他の資産から棚卸資産に再分類される。

対応する利益はその他の営業利益に計上される。

取引活動を行うグループ会社にとって、環境証書は通常の事業活動の一環として交換される物品であるため、購入した証書は「サービス及びその他の材料」に計上される。

このような証書の販売による収益は「収益」に計上され、それに伴い棚卸資産が減少する。

デリバティブの定義に準拠する、将来決済される環境証書の売買契約（例えば、先渡契約等）は、「自己使用の例外」に従って、純損益を通じて公正価値で認識・測定されるか、又は特定の状況に基づくヘッジ会計規則に基づいて認識・測定される。詳細については、注記49「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

56.3 財務上の影響

環境証書の料金

以下の表は、国内及び国際的な規制に基づく当該年度のコンプライアンス義務を満たすために必要な証明書に関して、義務を負うグループ会社が認識したシステム費用を示している。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
環境証書の料金				
システム費用‐排出枠許容量	1,127	2,038	(911)	-44.7%
システム費用‐エネルギー効率証書費用	210	244	(34)	-13.9%
システム費用‐原産地保証	112	321	(209)	-65.1%
合計	**1,449**	**2,603**	**(1,154)**	**-44.3%**

環境証書に係る費用が前年より減少したのは主に以下の要因による。

- Enel Produzione（713百万ユーロ）及びEndesa Group（198百万ユーロ）の排出権費用の減少。これは、主に、化石燃料から生産される電力量の減少に伴う当期の排出量の減少に起因する。
- Enel Energia（90百万ユーロ）及びEndesa Group（118百万ユーロ）の原産地保証料の減少。これは、顧客へのグリーン‐エネルギー販売量の増加及び保証の平均価格の低下に起因する。
- e-distribuzioneのエネルギー効率証書費用の減少（40百万ユーロ）。これは、主に、証書の取得量及びその平均価格の低下によるものである。

以下の表は、グループ各社が国内及び国際的な規制の下での順守義務を果たすために使用した環境証書の数量を示している。

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
	排出枠（千トン）		原産地保証（GWh）		エネルギー効率証書（TOE）	
1月1日時点の期首残高	**31,237**	**34,494**	**19,233**	**20,565**	**477,835**	**416,174**
自己制作証書	-	-	34,468	24,845	45,731	-
証書購入	10,024	34,699	29,534	28,362	843,435	925,187
証書販売	(1,150)	(2,500)	-	(1,464)	-	-
適合証明書の発行(1)	(25,574)	(35,456)	(60,427)	(53,075)	(820,264)	(863,526)
12月31日時点の期末残高	**14,537**	**31,237**	**22,808**	**19,233**	**546,737**	**477,835**

(1) 2024年及び2023年に交付された証書：
- 関連規則が定める期限に従い、過去の期間における遵守に関する排出枠及び原産地保証。
- 関連規則が定める期限に従い、現在の会計年度及び過年度の遵守に関するエネルギー効率証書。

環境証書引当金

環境証書に関するリスク及び費用に係る引当金には、国内及び超国家的規制に基づく当該年度の遵守義務の履行に対する証明書不足額に関する料金が含まれる。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
環境証書に係るリスク及び費用引当金-1年以内		
排出枠	23	33
エネルギー効率証書	7	3
原産地保証	170	214
合計	**200**	**250**

リスク及び費用に係る引当金の減少（50百万ユーロ）は、主に排出権引当金及び原産地保証引当金の減少による。より具体的には、

- **排出権引当金には、**Endesa Group**に関する費用のみが含まれる。**
- **原産地保証引当金は、**Enel Energia**について**164**百万ユーロ（2023年12月31日現在、**174**百万ユーロ）、**Endesa Group**について**6**百万ユーロ（2023年12月31日現在、**40**百万ユーロ）である。**

2024**年の環境証書に関するリスク及び費用に係る引当金の増減は以下のとおりである。**

百万ユーロ		**引当金**	**使用**	**取崩し**	**その他の変動**	
	2023年12月31日現在					**2024年12月31日現在**
環境証書に係るリスク及び費用引当金-1年以内						
排出枠	33	21	(32)	-	1	23
エネルギー効率証書	3	4	-	-	-	7
原産地保証	214	197	(150)	(86)	(5)	170
合計	**250**	**222**	**(182)**	**(86)**	(4)	**200**

政府の環境証書交付金による収入

以下の表は、当年度に発生し、所管当局によって認証された環境証書に対する非金銭的な政府の補助を表示している。これらは主に、再生可能資源発電所で発電された電力に比例して発生する原産地保証に関するものである。
エネルギー効率証書に対する金銭的な政府補助金は、その年に購入されたエネルギー効率証書について、エネルギー・環境サービス基金（CSEA）によりe-distribuzioneに支払われる。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	**増減**	
環境証書交付金				
非金銭的補助 - 原産地保証	97	111	(14)	-12.6%
非金銭的補助 - その他の環境証書	3	4	(1)	-25.0%
環境証書のための非金銭的補助合計	**100**	**115**	**(15)**	**-13.0%**
補助金 - エネルギー効率証書	194	231	(37)	-16.0%
合計	**294**	**346**	**(52)**	**-15.0%**

環境証書のための補助金が前年より減少したのは主に以下の要因による。

- **原産地保証に対する非金銭的補助の減少は、主にスペインにおけるこれらの証書の平均価格の下落による（57百万ユーロ）。この影響の一部は、主に再生可能資源による発電量の増加によるイタリアでの補助金の増加（42百万ユーロ）によって相殺された。**
- **e-distribuzioneが計上したエネルギー効率証書に対する補助金の減少（37百万ユーロ）は、主に、前年と比較して証書購入量が減少したこと、及び価格が若干低下したことによる。**

環境証書のために受領する予定の非金銭的補助

以下の表は、年度末時点で取得済みであるものの、発行元のグループ会社に対して所轄官庁による認定がまだ下りていない環境証書を示している。これらは主に原産地保証に関するもので、その他の流動資産に計上される。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
環境証書のために受領する予定の非金銭的補助		
原産地保証	9	23
その他の証明書	1	1
合計	**10**	**24**

14百万ユーロの減少は、イタリアとスペインで計上された原産地保証のための非金銭的補助の減少によるものである。

その他の項目

環境証書が損益計算書及び財政状態計算書のその他の項目に与える影響については、以下を参照のこと。

- **環境証書の販売による収益については、注記9.a「販売及びサービスから生じた収益」。**
- **当年度の遵守義務の履行に使用されなかった環境証書の購入については、注記10.b「サービス及びその他の資材」。**
- **当年度の遵守義務の履行に使用されなかった証書の在庫については、注記31「棚卸資産」。**

注記57.将来の会計基準

2024年12月31日以降に適用される当グループの会計基準等の改正及び解釈指針は以下のとおりである。

＞ 「IFRS第18号-財務諸表における表示及び開示」(2024年4月発行)。財務諸表の表示と開示に関する新基準は、「IAS第1号-財務諸表の表示」に代わるもので、利用者により適切で透明性の高い情報を提供するため、損益計算書に関する更新を中心に新たな要求事項を導入する。詳しく言えば、IFRS第18号が導入した主な概念は以下のとおりである。

- 損益計算書の構成が変更され、新たな特定の小計が必要となった。
- 損益計算書における費用の表示について、最も機能的なグループ分けを決定するという要件が定められた。
- 財務諸表外のパブリック・コミュニケーションで使用される収益及び費用の小計に対応する、経営者が定義した業績指標に関する開示を、財務諸表内の単一の注記に表示する。
- 情報の集計と分解の原則を改善した。

同基準は、エンドースメントを条件として、2027年1月1日以降に開始する会計期間から遡及的に適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 「IFRS第19号-説明責任のない子会社：開示」(2024年5月発行)。この新たな任意基準は、適格な子会社に開示項目の削減を適用することを認めている。子会社は、以下の場合にこの基準を適用することができる。

- 公的説明責任を有していない。
- その最終親会社又は中間親会社がIFRS会計基準に準拠した一般の使用のために利用可能な連結財務諸表を作成している。

同基準は、2027年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂-投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャー企業との間の資産の売却又は拠出」。当該改訂により、投資家とその関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」(IFRS第3号で定義される)を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 「IAS第21号改訂 - 外国為替相場の変動の影響：交換性の欠如」、2023年8月発行。この改訂は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかを判断する際、また交換可能でない場合には、使用すべき為替レートと提供すべき開示を決定する際に、一貫したアプローチを適用することを求めている。この改訂は、2025年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-金融商品の分類及び測定に関する改訂」(2024年5月発行)。この改訂には、以下を目的とした新しい要件が含まれている。

- 電子送金システムを通じて決済される一部の金融負債に関する新たな例外を除き、一部の金融資産及び負債の認識日及び認識中止日を明確にする。

- 金融資産が「元本及び利息の支払のみ(SPPI)」基準を充たすかどうかを評価するためのガイダンスを明確化し、追加する。

- キャッシュ・フローを変化させる可能性のある契約条件を持つ特定の金融商品(環境・社会・ガバナンス(ESG)目標の達成に連動する特徴を持つ金融商品など)について、新たな開示を追加する。

- その他の包括利益を通じて公正価値(FVOCI)で測定される資本性金融商品の開示を更新した。

この改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「年次改善第11集」(2024年7月発行) この文書には、現行基準の正式な改訂と明確化が含まれている。具体的には、以下の基準が変更されている。

- 「IAS第7号-原価法」:この改訂は、IFRSの会計原則ではもはや定義されていない「原価法」という用語を削除するものである。
- 「IFRS第9号-借手のリース負債の認識の中止」:この改訂は、借手がリース負債の認識を中止した場合、その結果生じる利得又は損失を純損益で認識すべきことを明確化することにより、借手がリース負債の認識を中止した場合の会計処理に関する潜在的な明確性の欠如に対処するものである。
- 「IFRS第9号-取引価格」:この改訂は、IFRS第9号の付録Aにおいて、IFRS第15号の「取引価格」の定義への参照を削除するものである。その理由は、このIFRS第9号の複数の条項で使用されているこの用語の意味が必ずしもIFRS第15号の定義と一致しないからである。
- 「IFRS第7号-認識の中止による利得又は損失」:この改訂は、「IFRS第13号-公正価値測定」の公表時に基準から削除された条項への古い言及により混乱しかねない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号-公正価値と取引価格の繰延差額の開示」:この改訂は、IFRS第13号の発行に伴いこの基準が改訂されたものの、適用指針の対応する条項は改訂されなかったために生じた基準と関連する適用指針が一致しない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号-導入と信用リスクの開示」:この改訂は、関連する適用指針の適用方法を明確化し、一部の説明を簡素化することにより、潜在的な混乱に対処するものである。
- 「IFRS第10号-「事実上の代理人」の判定」:この改訂は、投資家が、他人が投資家の代理として行動しているかどうかをどのように判定しなければならないかを明確にしている。
- 「IFRS第1号-初度適用企業によるヘッジ会計」:この改訂は、IFRS第9号のヘッジ会計の要求事項とIFRS第1号のヘッジ会計の要求事項との間の整合性を改善するものである。

各改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-再生可能電力に係る契約」(2024年12月発行) 今回の改訂は、再生可能エネルギー源(風力や太陽光など)からの電力の売買に関する特定の契約から生じる財務的効果をより適切に表現することを目的としている。このような契約では、発電源が制御不能な自然条件(天候など)に左右されるため、基礎となる電力量の変動に晒される。その例としては、再生可能エネルギーによる電力の売買契約(多くの場合、物理的な電力購入契約(PPA))、及びこの種の電力を参照する金融商品(仮想電力購入契約(VPPA))がある。

改訂された点は以下のとおりである。

- 物理的PPAへの「自己使用の例外規定」の適用は、契約期間中に電力の正味の購入者であって、今後もそうであると見込まれる場合(すなわち、再生可能エネルギーの電力の購入が、同じ市場内で未使用電力の販売を十分に相殺する場合)に許可される。
- ヘッジ会計の適用が認められているのは、仮想PPA(すなわち、エネルギーの物理的な引渡しを行わず、その決済がエネルギーの市場価格と契約で定められた行使価格との差額に基づいて行われる契約)、又は自己使用の例外の適用が不可能なPPAである。特に、このような契約は、ヘッジ手段が参照する発電所から供給されると予想される変動量と一致する、予測される電力取引の変動名目量に対するヘッジ手段として使用することができる。ヘッジ手段のキャッシュ・フローが、指定された予定取引の発生を条件としている場合、その取引は可能性が高いと仮定される。
- このような契約がキャッシュ・フローと財務実績に与える影響を明確にするため、追加的な開示要件が導入された。さらに、自己使用の例外を適用する場合には、特定の開示が必要となる。

この改定は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

当グループは、今後の新規定の適用による影響の評価を実行している。

注記58.報告期間後の事象

エネルが新規に20億ユーロの永久ハイブリッド債を発行

エネル・エスピーエーは2025年1月7日、欧州市場において、総額20億ユーロの機関投資家向けユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の新規発行を成功させた。今回の発行は以下の2つのシリーズから成る。

＞ 1,000百万ユーロの債券。年4.250%の固定金利が、2030年4月14日の第1回リセット日まで（但し、当日を除く）支払われる。

＞ 1,000百万ユーロの債券。年4.5%の固定金利が2033年1月14日の第1回リセット日まで（ただし、当日を除く）支払われる。

申込総額は約68億ユーロとなり、投資家の好意的な反応を反映して、平均利回りは4.375%を達成した。

ジョイント・ベンチャーPotentia Energyが、オーストラリアで1GW超の再生可能エネルギー・ポートフォリオを取得

2025年2月6日、Enel Green Powerが共同支配権を有する再生可能エネルギー企業、Potentia Energyが、CVC DIF及びCbus Superとの間で、オーストラリア全土にわたる1GW超の再生可能エネルギー資産ポートフォリオの支配権の取得について合意に達した。

買収の完了には、オーストラリアの外国投資審査委員会（FIRB）の承認等、この種の取引で一般的な前提条件の充足を要する。

エネルが、ユーロ債市場で20億ユーロのサステナビリティ連動債をトリプル・トランシェで発行

2025年2月17日、Enel Finance International NVは、ユーロ債市場で総額20億ユーロ（受注総額約50億ユーロ）の機関投資家向けサステナビリティ連動債をトリプル・トランシェで発行した。

平均償還期間は約6年、平均利回りは3%未満で、以下の3トランシェで構成されている。

＞ 額面750百万ユーロ、固定金利2.625%、決済日は2025年2月24日、償還期限は2028年2月24日。

＞ 額面750百万ユーロ、固定金利3%、決済日は2025年2月24日、償還期限は2031年2月24日。

＞ 額面500百万ユーロ、固定金利3.5%、決済日は2025年2月24日、償還期限は2036年2月24日。

エネルが、120億ユーロのコミットメントライン（リボルビング方式の融資枠）契約に署名

2025年2月19日、エネル・エスピーエーとその子会社であるEnel Finance International NV（EFI）は、期間5年の120億ユーロのリボルビング・コミットメントラインであるサステナビリティ連動融資枠契約に署名した。

この融資枠は、2021年3月にEnel及びEFIが契約し、その後修正された、総額135億ユーロの従来の融資枠に代わるものである。新たな融資枠のコストは、エネルに付与される当面の格付に基づいて変動する。現在の格付では、スプレッドはEuriborを40bps上回り、下限はゼロである。約定料はスプレッドの35%である。

この新たな融資枠は、以前のものに比べ低コストで、エネル自身及び／又はEFIが使用することができる。EFIが使用する場合はエネルが親会社保証を行う。

スペインの626MWの水力発電所ポートフォリオのAcciona Energíaからの買収が完了

2025年2月26日、Endesa Generaciónは、Accionaのグループ企業、Corporación Acciona Energías Renovablesから、Corporación Acciona Hidráulica SLU（CAH）の全株式を総額10億ユーロで買収する取引を完了した。この金額はCAHの100%を意味し、同社の企業価値と等しく、この種の取引において慣例的に実施される調整を含んでいる。

CAHが保有する発電所ポートフォリオは、スペイン北東部に位置する34の水力発電所で構成される。総設備容量は626MWで、その大半が調整可能であり、2023年には約1.3TWhを発電した。

注記59.CONSOB発行体規則第149条に基づく監査法人の報酬

CONSOB発行体規則第149条の規定に基づき、2024年12月31日現在、エネル･エスピーエー及びその子会社が当監査法人及びそのネットワークに属する事業体に支払った2024年度中の手数料は、以下の表に要約されている。

百万ユーロ

サービスの分類	サービスを提供する事業体	料金
エネル･エスピーエー		
監査	内訳:	
	- KPMG SpA	0.5
	- KPMGネットワーク事業体	-
認証業務	内訳:	
	- KPMG SpA	1.9
	- KPMGネットワーク事業体	-
その他サービス	内訳:	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.4**
エネル･エスピーエーの子会社		
監査	内訳:	
	- KPMG SpA	5.0
	- KPMGネットワーク事業体	6.2
認証業務	内訳:	
	- KPMG SpA	1.2
	- KPMGネットワーク事業体	2.0
その他サービス	内訳:	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**14.4**
合計		**16.8**

前へ　次へ

財務書類 (2024年12月31日現在)

損益計算書

		2024年度				2023年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	4.a	110,210,076	18,003,918,015	108,726,988	17,761,640,760	107,242,614	17,519,153,423	107,177,471	17,508,511,663
その他の収益	4.b	10,931,376	1,785,749,583	10,005,541	1,634,505,178	55,953,225	9,140,518,836	12,301,276	2,009,536,447
	(小計)	**121,141,452**	**19,789,667,599**			**163,195,839**	**26,659,672,259**		
営業費用									
消耗品の購入	5.a	472,230	77,143,493	333,332	54,453,116	411,658	67,248,451	230,382	37,635,204
サービス、リース及び賃借料	5.b	176,611,642	28,851,277,837	123,843,455	20,231,066,809	201,897,034	32,981,899,474	125,570,450	20,513,188,712
人件費	5.c	145,853,420	23,826,614,691			135,217,154	22,089,074,277		
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	3,585,062,116	585,655,747,270			718,632,977	117,395,883,123		
その他の営業費用	5.e	13,717,203	2,240,842,282	321,670	52,548,011	47,150,940	7,702,577,558	411,287	67,187,844
	(小計)	**3,921,716,611**	**640,651,625,573**			**1,103,309,763**	**180,236,682,884**		
営業損失		**(3,800,575,159)**	**(620,861,957,974)**			**(940,113,924)**	**(153,577,010,625)**		

持分投資から生じた収益	6	6,562,676,857	1,072,078,891,360	6,562,253,256	1,072,009,691,900	4,269,179,595	697,413,178,639	4,268,761,567	697,344,889,585
デリバティブから生じた金融収益	7	550,480,785	89,926,541,038	151,027,831	24,671,906,472	906,666,335	148,113,012,486	421,215,400	68,809,747,744
その他の金融収益	8	547,379,094	89,419,848,796	463,709,232	75,751,540,140	481,633,806	78,679,698,548	386,665,830	63,165,729,989
デリバティブから生じた金融費用	7	454,096,754	74,181,245,733	247,184,252	40,380,019,407	868,999,445	141,959,749,335	342,163,853	55,895,887,026
その他の金融費用	8	951,712,079	155,471,685,225	594,980,195	97,195,964,655	952,414,076	155,586,363,455	449,181,865	73,378,349,466
	(小計)	**6,254,727,903**	**1,021,772,350,234**			**3,836,066,215**	**626,659,776,882**		
税引前利益		**2,454,152,744**	**400,910,392,260**			**2,895,952,291**	**473,082,766,258**		
法人所得税等	9	(143,822,837)	(23,494,898,652)			(135,857,564)	(22,193,691,655)		
当期純利益		**2,597,975,581**	**424,405,290,912**			**3,031,809,855**	**495,276,457,913**		

包括利益計算書

		2024年度		2023年度	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		**2,597,975,581**	**424,405,290,912**	**3,031,809,855**	**495,276,457,913**
その他の包括利益／(損失)で後に純損益に振替えられる可能性のある項目(税効果控除後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(69,687,626)	(11,384,170,583)	(55,299,318)	(9,033,696,588)
ヘッジ費用の公正価値変動額		5,691,741	929,802,810	(45,732)	(7,470,780)
その他の包括利益／(損失)で後に純損益に振替えられる可能性のない項目					
確定給付制度に係る純負債／(資産)の再測定		1,025,912	167,592,984	(5,254,233)	(858,331,503)
他社への持分投資の公正価値変動額		543,665	88,813,114	1,239,631	202,506,120
その他の包括利益／(損失)合計	22	**(62,426,308)**	**(10,197,961,675)**	**(59,359,652)**	**(9,696,992,751)**
当期包括利益／(損失)合計		**2,535,549,273**	**414,207,329,237**	**2,972,450,203**	**485,579,465,162**

財政状態計算書

資産		2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	11,040,700	1,803,608,752			9,325,876	1,523,475,103		
無形資産	11	76,038,873	12,421,710,293			130,536,624	21,324,462,897		
繰延税金資産	12	111,027,875	18,137,513,660			105,795,799	17,282,801,725		
持分投資	13	58,477,671,111	9,552,912,352,693			60,917,485,264	9,951,480,392,727		
非流動デリバティブ資産	14	179,012,959	29,243,556,982	38,744,498	6,329,301,193	260,558,273	42,564,799,477	17,582,012	2,872,197,480
その他の非流動金融資産	15	4,063,517	663,816,137			9,732,013	1,589,821,644		

その他の非流動資産	16	67,781,550	11,072,794,008	56,322,369	9,200,822,200	72,985,571	11,922,922,879	64,126,969	10,475,781,656
	(合計)	**58,926,636,585**	**9,626,255,352,526**			**61,506,419,420**	**10,047,688,676,451**		
流動資産									
営業債権	17	196,776,243	32,145,367,056	196,137,183	32,040,970,215	167,063,646	27,291,517,211	167,043,846	27,288,282,683
法人所得税資産	18	189,187,706	30,905,703,652			309,389,752	50,541,909,887		
流動デリバティブ資産	14	107,413,717	17,547,104,809	3,497,352	571,327,423	76,246,594	12,455,643,596	55,833,206	9,120,912,532
その他の流動金融資産	19	2,677,499,947	437,396,391,342	2,164,987,799	353,672,406,845	6,482,654,926	1,059,006,508,711	5,951,617,471	972,256,230,063
その他の流動資産	20	1,181,303,651	192,977,764,427	1,144,532,311	186,970,798,325	1,581,057,389	258,281,535,067	1,552,330,980	253,588,788,893

現金及び現金同等物	21	2,120,979,729	346,483,248,529		1,122,155,615	183,315,341,266
	(合計)	**6,473,160,993**	**1,057,455,579,816**		**9,738,567,922**	**1,590,892,455,738**
資産合計		**65,399,797,578**	**10,683,710,932,342**		**71,244,987,342**	**11,638,581,132,189**

負債及び株主持分	注記	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主持分									
資本金		10,166,679,946	1,660,828,835,979			10,166,679,946	1,660,828,835,979		
自己株式準備金		(78,488,831)	(12,821,935,432)			(59,391,451)	(9,702,187,435)		
資本性金融商品-永久ハイブリッド債		7,145,440,752	1,167,279,201,247			6,553,164,779	1,070,524,998,297		
その他の準備金		11,744,653,163	1,918,606,540,708			11,785,045,273	1,925,204,995,797		
利益剰余金／(繰越損失)		6,995,391,684	1,142,767,185,498			8,591,640,579	1,403,530,404,985		

当期純利益(1)		412,139,393	67,327,091,240			845,973,667	138,198,258,241		
株主持分合計	22	**36,385,816,107**	**5,943,986,919,240**			**37,883,112,793**	**6,188,585,305,864**		
非流動負債									
長期借入金	23	17,345,071,030	2,833,490,803,461	14,141,712,688	2,310,190,184,712	17,855,165,462	2,916,819,829,872	14,274,103,557	2,331,817,557,072
従業員給付	24	112,028,460	18,300,969,226			120,706,096	19,718,547,843		
リスク及び費用に係る引当金 - 非流動部分	25	14,817,397	2,420,569,974			20,741,948	3,388,404,625		
繰延税金負債	12	32,568,605	5,320,407,313			43,103,814	7,041,439,055		
非流動デリバティブ負債	14	581,486,286	94,991,599,681	90,727,164	14,821,189,511	619,923,490	101,270,701,326	104,107,038	17,006,925,728

その他の非流動負債	26	17,207,167	2,810,962,801	8,532,511	1,393,870,997	20,538,647	3,355,193,374	8,512,767	1,390,645,617
	(小計)	**18,103,178,945**	**2,957,335,312,455**			**18,680,179,457**	**3,051,594,116,096**		
流動負債									
短期借入金	23	6,410,053,437	1,047,146,329,468	6,305,554,497	1,030,075,382,630	8,631,664,059	1,410,068,640,678	8,461,461,359	1,382,264,327,606
1年以内に返済予定の長期借入金	23	567,396,256	92,689,852,380	132,390,869	21,627,372,360	1,179,258,322	192,643,639,482	132,390,869	21,627,372,360
リスク及び費用に係る引当金 - 流動部分	25	13,889,336	2,268,961,929			9,194,092	1,501,946,869		
営業債務	27	131,515,810	21,484,422,722	81,350,389	13,289,399,547	134,532,360	21,977,206,330	86,850,266	14,187,859,454
流動デリバティブ負債	14	101,826,471	16,634,372,303	66,420,147	10,850,395,214	105,519,013	17,237,585,964	19,558,734	3,195,114,786

その他の流動金融負債	28	178,340,384	29,133,685,130	98,154,930	16,034,589,365	226,230,895	36,957,079,007	110,995,822	18,132,277,482
その他の流動負債	30	3,507,780,832	573,031,076,716	551,024,280	90,015,326,381	4,395,296,351	718,015,611,899	824,782,216	134,736,422,806
	(小計)	**10,910,802,526**	**1,782,388,700,647**			**14,681,695,092**	**2,398,401,710,229**		
負債合計		**29,013,981,471**	**4,739,724,013,103**			**33,361,874,549**	**5,449,995,826,325**		
負債及び株主持分合計		**65,399,797,578**	**10,683,710,932,342**			**71,244,987,342**	**11,638,581,132,189**		

(1) **当期純利益**2,598**百万ユーロ**(2023**年度は**3,032**百万ユーロ)は、中間配当金**2,186**百万ユーロ**(2023**年度は**2,186**百万ユーロ**)**との差額を表示している。**

持分変動計算書 (注記22)

ユーロ	資本金	資本剰余金	負の自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号規定準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIで測定される金融資産に係る準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2023年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**137,486,133**	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**38,342,244,228**
自己株式の取得	-	-	(21,028,919)	-	-	-	21,073,852	-	-	-	-	(25,643,550)	-	**(25,598,617)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	(3,311,691)	-	-	-	-	-	-	**(3,311,691)**
自己株式の発行	-	-	8,715,392	-	-	-	(8,804,646)	-	-	-	-	9,072,425	-	**8,983,171**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	985,687,315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**985,687,315**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(181,768,696)	-	**(181,768,696)**
2022年度利益配分														
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,033,335,989)	**(2,033,335,989)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,434,990	(123,434,990)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,968,689,739	(2,967,258,980)	**1,430,759**
2023年度中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,168,298	(2,185,836,188)	**(2,183,667,890)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(55,299,318)	(45,732)	1,239,631	(5,254,233)	-	-	**(59,359,652)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,031,809,855	**3,031,809,855**

2023年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(59,391,451)**	**6,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**146,443,648**	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**8,591,640,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**
自己株式の取得	-	-	(25,916,845)	-	-	-	25,916,845	-	-	-	-	(21,347,147)	-	**(21,347,147)**
株式報酬準備金(LTI)	-	-	-	-	-	-	2,936,818	-	-	-	-	-	-	**2,936,818**
自己株式の発行	-	-	6,819,465	-	-	-	(6,819,465)	-	-	-	-	6,607,463	-	**6,607,463**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	592,275,973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**592,275,973**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	(246,412,117)	-	**(246,412,117)**
2023年度利益配分														
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,525,001,992)	(660,834,196)	**(2,185,836,188)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181,768,696	(181,768,696)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,539,073	(3,370,775)	**2,168,298**
2023年度中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,597,129	(2,185,836,188)	**(2,183,239,059)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(69,687,626)	5,691,741	543,665	1,025,912	-	-	**(62,426,308)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,597,975,581	**2,597,975,581**
2024年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(78,488,831)**	**7,145,440,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**168,477,846**	**(148,836,651)**	**2,236,718**	**3,615,842**	**(25,637,143)**	**6,995,391,684**	**412,139,393**	**36,385,816,107**

(1) 2023年11月7日の取締役会で承認され、2024年1月24日以降支払われた。

(2) 2024年11月6日の取締役会で承認され、2025年1月22日以降支払われた。

持分変動計算書 (注記22)

円	資本金	資本剰余金	負の自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号規定準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIで測定される金融資産に係る準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2023年1月1日現在	**1,660,828,835,979**	**1,224,549,184,052**	**(7,690,649,665)**	**909,503,118,519**	**332,165,767,000**	**361,915,013,520**	**22,459,734,687**	**(3,896,088,136)**	**(556,941,778)**	**299,364,715**	**(3,497,345,162)**	**930,447,489,253**	**837,061,534,102**	**6,263,589,017,086**
自己株式の取得	-	-	(3,435,284,208)	-	-	-	3,442,624,463	-	-	-	-	(4,189,130,328)	-	**(4,181,790,073)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	(540,997,842)	-	-	-	-	-	-	**(540,997,842)**
自己株式の発行	-	-	1,423,746,437	-	-	-	(1,438,326,971)	-	-	-	-	1,482,071,348	-	**1,467,490,815**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	161,021,879,778	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**161,021,879,778**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(29,693,734,179)	-	**(29,693,734,179**
2022年度利益配分														
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		- (332,165,767,163)	**(332,165,767,163)**

永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,164,339,966	(20,164,339,966)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	484,965,155,763	(484,731,426,973)	**233,728,790**
2023年度中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	354,213,161	(357,078,199,672)	**(356,723,986,510)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(9,033,696,588)	(7,470,780)	202,506,120	(858,331,503)	-	-	**(9,696,992,751**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495,276,457,913	**495,276,457,913**
2023年12月31日現在	**1,660,828,835,979**	**1,224,549,184,052**	**(9,702,187,435)**	**1,070,524,998,297**	**332,165,767,000**	**361,915,013,520**	**23,923,034,337**	**(12,929,784,724)**	**(564,412,557)**	**501,870,835**	**(4,355,676,665)**	**1,403,530,404,985**	**138,198,258,241**	**6,188,585,305,864**
自己株式の取得	-	-	(4,233,775,799)	-	-	-	4,233,775,799	-	-	-	-	(3,487,269,934)	-	**(3,487,269,934)**
株式報酬準備金(LTI)	-	-	-	-	-	-	479,758,588	-	-	-	-	-	-	**479,758,588**
自己株式の発行	-	-	1,114,027,802	-	-	-	(1,114,027,802)	-	-	-	-	1,079,395,156	-	**1,079,395,156**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	96,754,202,949	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**96,754,202,949**

永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40,253,883,433)	-	**(40,253,883,433)**
2023年度利益配分														
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(249,124,325,413)	(107,953,874,259)	**(357,078,199,672)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,693,734,179	(29,693,734,179)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	904,862,965	(550,649,804)	**354,213,161**
2023年度中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	424,266,993	(357,078,199,672)	**(356,653,932,678)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	(11,384,170,583)	929,802,810	88,813,114	167,592,984	-	-		**(10,197,961,675)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	424,405,290,912	**424,405,290,912**
2024年12月31日現在	**1,660,828,835,979**	**1,224,549,184,052**	**(12,821,935,432)**	**1,167,279,201,247**	**332,165,767,000**	**361,915,013,520**	**27,522,540,923**	**(24,313,955,307)**	**365,390,252**	**590,683,949**	**(4,188,083,680)**	**1,142,767,185,498**	**67,327,091,240**	**5,943,986,919,240**

(1) 2023年11月7日の取締役会で承認され、2024年1月24日以降支払われた。

(2) 2024年11月6日の取締役会で承認され、2025年1月22日以降支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

		2024年度				2023年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	
税引前利益		**2,454,152,744**	**400,910,392,260**			**2,895,952,291**	**473,082,766,258**		
調整:									
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	3,585,112,792	585,664,025,701			718,632,977	117,395,883,123		
外貨建資産・負債の為替差益／(差損)		48,827,789	7,976,507,611			13,686,853	2,235,884,306		
引当金の繰入		22,606,923	3,693,066,941			6,957,494	1,136,576,220		
子会社、関連会社及びその他の会社からの配当金受取額	6	(6,562,676,857)	(1,072,078,891,360)	(6,562,253,256)	(1,072,009,691,900)	(4,269,179,595)	(697,413,178,639)	(4,268,761,567)	(697,344,889,585)
純金融(収益)／費用		247,790,219	40,479,010,176	227,474,681	37,160,263,888	411,222,943	67,177,379,968	(16,527,553)	(2,699,941,058)
正味運転資本変動前の営業活動によるキャッシュ・フロー		**(204,186,390)**	**(33,355,888,670)**			**(222,727,037)**	**(36,384,688,764)**		
引当金の増加／(減少)		(32,513,866)	(5,311,465,150)			(28,866,530)	(4,715,636,341)		
営業債権の(増加)／減少	17	(31,037,710)	(5,070,320,306)	(29,093,337)	(4,752,687,532)	111,147,807	18,157,105,752	113,669,287	18,569,014,724
金融及び非金融資産／負債の(増加)／減少		1,760,348,827	287,570,584,379	468,923,364	76,603,320,743	1,012,405,770	165,386,606,587	(822,418,837)	(134,350,341,212)
営業債務の増加／(減少)	27	(3,016,550)	(492,783,608)	(5,499,877)	(898,459,907)	(19,946,322)	(3,258,431,162)	(10,182,788)	(1,663,460,248)
受取利息及びその他の金融収益受取額		812,527,191	132,734,441,922	552,991,209	90,336,643,902	1,080,902,064	176,576,161,175	644,093,507	105,219,115,304
支払利息及びその他の金融費用支払額		(1,144,314,285)	(186,935,181,598)	(682,834,924)	(111,547,913,185)	(1,460,144,722)	(238,529,241,786)	(637,676,049)	(104,170,759,365)
子会社、関連会社及びその他の会社からの配当金受取額	6	6,325,067,380	1,033,263,007,197	6,324,645,491	1,033,194,087,410	3,851,190,666	629,130,507,198	3,850,786,914	629,064,550,271 4
法人所得税支払い		(1,792,730,598)	(292,860,470,489)			(47,114,592)	(7,696,639,749)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)		**5,690,143,999**	**929,541,923,677**			**4,276,847,104**	**698,665,742,909**		
有形固定資産及び無形資産への投資	10-11	(34,558,947)	(5,645,549,582)			(47,401,080)	(7,743,440,429)		
株主持分への投資	13	(1,050,537,331)	(171,615,778,392)	(1,050,537,331)	(171,615,778,392)	(1,608,039,876)	(262,689,394,143)	(1,608,039,876)	(262,689,394,143)
特別取引による投資の売却		-	-			648,514,204	105,941,280,365	648,514,204	105,941,280,365
投資活動によるキャッシュ・フロー(b)		**(1,085,096,278)**	**(177,261,327,974)**			**(1,006,926,752)**	**(164,491,554,207)**		
新規長期借入金	23	-	-			2,201,106,190	359,572,707,198	2,000,032,661	326,725,335,501
長期借入金の返済による支出	23	(1,179,394,903)	(192,665,951,354)	(132,390,869)	(21,627,372,360)	(2,803,055,864)	(457,907,205,943)	(1,332,805,452)	(217,727,098,639)
長期借入金／(貸付資産)の正味増減額		674,968,967	110,262,930,449			265,084,305	43,304,172,065	1,200,109,945	196,049,960,615
短期借入金の返済による支出	(1)	(4,500,000,000)	(735,120,000,000)	(4,500,000,000)	(735,120,000,000)	(3,025,000,000)	(494,164,000,000)	(3,025,000,000)	(494,164,000,000)
短期借入れによる収入	(1)	3,000,000,000	490,080,000,000	3,000,000,000	490,080,000,000	4,500,000,000	735,120,000,000	4,500,000,000	735,120,000,000
短期借入金／(貸付資産)の正味増減額	(1)	2,446,048,810	399,586,533,602	3,117,881,919	509,337,190,288	(4,846,850,065)	(791,781,426,618)	(5,481,272,340)	(895,420,649,462)
配当及び中間配当の支払いによる支出	22	(4,366,954,626)	(713,385,707,703)			(4,090,667,883)	(668,251,505,367)		
永久ハイブリッド債の発行	22	889,699,972	145,341,387,426			1,737,237,500	283,795,118,000		
永久ハイブリッド債の償還	22	(297,424,000)	(48,587,184,640)			(751,550,185)	(122,773,238,222)		
永久ハイブリッド債保有者への利払い	22	(246,412,117)	(40,253,883,433)			(181,768,696)	(29,693,734,179)		
自己株式の取得	22	(26,755,710)	(4,370,812,786)			(20,173,002)	(3,295,461,607)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(c)		**(3,606,223,607)**	**(589,112,688,440)**			**(7,015,637,700)**	**(1,146,074,574,672)**		
現金及び現金同等物の増加／(減少) (a+b+c)		**998,824,114**	**163,167,907,263**			**(3,745,717,348)**	**(611,900,385,969)**		
現金及び現金同等物期首残高	21	1,122,155,615	183,315,341,266			4,867,872,963	795,215,727,236		

現金及び現金同等物期末残高	21	2,120,979,729	346,483,248,529		1,122,155,615	183,315,341,266

(1) **表示を改善するため、2023年の数値を修正再表示している。**

前へ　次へ

個別財務諸表に対する注記

注記1. 個別財務諸表の様式及び内容

エネル･エスピーエーは、イタリア、ローマのローマのViale Regina Margherita 137に登記上の事務所を置き、1999年よりイタリア取引所（Borsa Italiana SpA）が組織･運営する電子証券取引所（Mercato Telematico Azionario）に上場している。
2024年度において社名の変更はなかった。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業グループである。
親会社であるエネル･エスピーエーは、2024年12月31日に終了した事業年度のエネルグループの連結財務諸表を作成し、別文書にて公表している。
この個別財務諸表の公表は、2025年3月13日の取締役会で承認された。
これらの個別財務諸表はKPMG SpAの監査を受けている。

表示基準

2024年12月31日に終了した事業年度における当グループのこれらの個別財務諸表は、親会社であるエネル･エスピーエーの個別財務諸表であり、国際会計基準審議会（IASB）によって公表された国際会計基準（国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS）、並びに、欧州連合において規則（EC）No.1606／2002に従って承認され、同年末時点で有効であるIFRS解釈指針委員会（IFRSIC）及び常任解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に従って作成されている。当該基準や解釈は全て、以下、「EU版IFRS」という。
これらの個別財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
個別財務諸表は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ･フロー計算書及び関連注記から構成される。
財政状態計算書で報告される資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的で保有される資産と売却目的で分類される処分グループに含まれる負債は個別に報告される。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当社の通常の営業サイクル中に実現、売却又は消費される予定の資産であり、流動負債は、当社の通常の営業サイクル中に決済される予定の負債である。
損益計算書では、費用はその性質に基づいて分類される。
キャッシュ･フロー計算書は間接法により作成されており、営業活動、投資活動及び財務活動によるキャッシュ･フローを区分して報告している。具体的には、キャッシュ･フロー計算書は総額ベースで表示され、非現金取引は含まれていない。
キャッシュ･フロー計算書のキャッシュ･フローについては、営業報告の「キャッシュ･フロー」の項を参照されたい。
個別財務諸表は、個別項目ごとの測定基準で説明されているようにIFRSに準拠した公正価値で測定される項目、及び帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定される売却目的保有に分類された非流動資産及び処分グループを除き、原価法を用いて継続企業ベースで作成されている。
個別財務諸表は当社の機能通貨であるユーロで表示されており、注記に記載されている数値は別段の記載がない限り百万ユーロ単位で報告されている。
個別財務諸表は前年度の比較情報を提供している。

注記2. 会計方針

2.1 見積りの使用及び経営者の判断

EU版IFRSに基づく個別財務諸表の作成にあたり、経営者は、収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び偶発負債に影響を及ぼす可能性のある決定、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から判断することが容易でない場合に策定される。したがって、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。
個別財務諸表への理解を向上させるために、以下のセクションでは、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な程度まで反映される場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。
仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。
財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。

見積りの使用

持分投資の回収可能性

当社は、グループ内の法人を管理するための戦略に沿って、各持分投資の減損の兆候の有無を少なくとも年1回評価する。そのような兆候が発見された場合、当該資産は減損テストを受ける。各持分投資の回収可能価額を決定するためのプロセスと手続きは、特に減損の兆候の特定、グループの事業計画の期間にわたる将来の収益性の予測、最終価値の見積りの基礎となる正規化キャッシュ・フローの決定、将来のキャッシュ・フローの予測に適用される長期成長率と割引率の決定などに関して、複雑である可能性があり、その性質上、経営者の判断を必要とする前提条件に基づいている。

非金融資産の減損

有形固定資産や無形資産などの資産は、帳簿価額が回収可能価額（売却費用控除後の公正価値と使用価値のいずれか高い方）を上回った場合に減損処理を行っている。
回収可能価額はIAS第36号で定められた基準に従って評価され、その詳細については個別財務諸表の該当する注記に詳細に記載されている。
回収可能価額の算定にあたっては、通常、使用価値基準を適用しているが、使用価値基準とは、当該資産から得られると見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値を、貨幣の時間的価値及び当該資産に特有のリスクに関する現在の市場評価を反映した税引前割引率を用いて割り引いたものを言う。
使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

- キャッシュ・フローの算定において考慮した主要な変数の長期の推移、特定の事業の特性に基づく資産の平均残存耐用年数又は権利の存続期間に関する仮定
- 電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の基礎となる仮定に変動があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産の各グループの分析は個々に行われ、経営者は、特定の状況下で慎重かつ合理的とみなされる見積り及び仮定の使用を求められる。
当社は、そのビジネスモデル、またエネルギー転換プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積もるために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。その際、当社は、特に、最終価値の推定において、各国のエネルギーモデルを使用して決定される電力需要の変化に応じた長期的な成長率を考慮することによって、必要に応じて、気候変動の長期的な影響も考慮している。

気候変動による影響を考慮した資産の回収可能価額を見積りに用いる主な前提条件及びその変更に関する情報は、該当する注記に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びその他全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。
金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当社の過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、これらの仮定を決定し、減損の計算に用いる情報の選択にかかる判断を行っている。
予想信用損失（ECL）は、デフォルト確率（PD）、債務不履行損失（LGD）及び債務不履行エクスポージャー（EAD）を考慮して決定され、契約に従って支払われるべき全ての契約上のキャッシュ・フロー金額と、当初の実効金利で割り引いて受け取ると予想される全てのキャッシュ・フロー金額（全ての不足分を含む）との差額である。
予想信用損失の算定に用いる一般的簡易手法の詳細については、注記31「金融商品」を参照願いたい。
特定の参照市場及び当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収見込みに基づき、当該資産において、予想信用損失の算定には、当社は信用リスクの大幅に増加することを示す有効な指標と考えられている180日延滞を債務不履行とする定義を主に適用している。したがって、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。
営業債権及び契約資産については、当社は主として債権を特定のクラスターにグループ化することに基づく集団的アプローチを適用している。営業債権が経営者により個別に重要であるとみなされ、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が存在する場合にのみ、当社は分析的アプローチを適用する。
具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
利用した主要な仮定及びインプットの詳細については、注記31「金融商品」を参照のこと。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場情報の使用を最大限に利用する特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を用いて算定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営者は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。当社は、IFRS第13号に従い、金融商品の時価を取引先リスクに応じて調整するため、注記34「時価の測定」に記載の方法を適用し、取引先（CVA：信用評価調整）及び自社（DVA：債務評価調整）の双方を信用リスクの測定に含めている。インプット・データを見積もる際の前提条件の変更は、それらの金融商品について認識される公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当社の従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。

当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。
当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
数理計算上の主な前提条件の詳細については、注記24「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用に係る引当金

リスク及び費用に係る引当金の詳細は注記25「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。
注記39「偶発資産及び債務」は当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟

当社は、自己の通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させることがある。当該係争の結果を予測することは必ずしも客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当社を支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。
不利な結果が生じる可能性が高く、損失額の合理的な見積りが可能であると顧問弁護士が判断した案件については、全ての重要な負債をカバーするために引当金を計上している。

リース

事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当社は、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が同様の期間にわたり、同様の担保で、同様の経済環境において使用権資産と同様の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない金利のことである。観測可能なインプットが入手できない場合、当社は、リース条件及び特定事業体固有の特定の見積りを反映する仮定をおいてIBRを見積っている。
当社において最も重要な判断の一つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを決定することにある。IBRを決定するための当社のアプローチは、以下の3つの主要要素の評価に基づいている。

- リース料のキャッシュ・フロー、リース契約が交渉された経済環境、リース期間を考慮したリスク・フリー・レート
- 親会社又はその他の保証を考慮して借手に固有のIBRを計算するための信用スプレッド調整
- 割引率が一般的な追加借入利子率ではなく原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に、貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手のデフォルトリスクは軽減されている

法人所得税等

繰延税金資産の回収

2024年12月31日現在の個別財務諸表には、翌年度以降に戻入される税務上の欠損金又は税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が高いと経営者が判断した金額の損金算入が繰り延べられた所得項目に関する繰延税金資産が計上されている。
当該資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を判断し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び戻入日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当社が認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果として生じる調整は、当該状況が生じた年度の損益計算書に計上される。
繰延税金資産の回収可能性は毎期末に見直されている。認識されなかった繰延税金資産については、その認識条件を検証するため、報告日ごとに再評価される。
認識された又はされなかった繰延税金資産の詳細は、注記12「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数が有限である有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当社は、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。
また、当社は、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づく約定を考慮している。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当社が投資先への関与からの変動リターンに晒されている又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じてそのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する活動を指図する現行の能力と定義される。
支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。従って、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当社に与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。
支配力を評価するために、経営者は、他の投資家との合意、また議決や取締役の指名に関して、他の契約上の取決めから生じる権利及び潜在的な議決権(非支配株主に付与されるコール・オプション、ワラント、プット・オプション等)を含む全ての事実及び状況並びにその他の法規定を分析する。[1]当社が投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び環境は、特に重要となる可能性がある。
さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当社が投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。
当社は、事実及び環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、投資先を支配しているか否かを再評価する。
最後に、支配の有無の評価では、事実上の支配の状況は見つからなかった。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。
共同支配は、関連する活動を巡る意思決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。

---

1 パブリックステートメント ESMA 2024年10月24日 - 優先順位2：会計方針、判断、重要な見積り（2024年10月24日付ESMA 32-193237008-8369）。

共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又はジョイント・オペレーションとして構成する。ジョイント・ベンチャーとは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方、ジョイント・オペレーションとは、共同支配を有する当事者が、その取決めに関連する資産に対する権利及び負債に対する義務を持つ共同支配の取決めをいう。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価しなければならない。この目的のため、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当社は、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮される要素の1つ以上に変更が生じたことを事実及び状況が示す場合、共同支配を有しているか否かを再評価する。

関連会社に対する重要な影響力の有無の判断

関連会社とは、当社が重要な影響力、すなわち、投資先の財務及び業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、当該方針に対して支配も共同支配も行使しない会社である。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当社は重要な影響力を持つと推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。
当社は、重要な影響力の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示す事実及び状況がある場合には、重要な影響力の有無を再評価している。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産(又は処分グループ)の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。
売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当社は以下の点を考慮する。

- 経営者が資産(又は処分グループ)の売却計画にコミットしており、買い手を探して計画を完了させるための積極的な取り組みが開始されているか
- 当該売却が分類日から1年以内に完了する売却として認識する要件を満たしていると見込むべきか。ただし、当社の支配の及ばない事象や状況による遅延が生じ、かつ当社が資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない
- 計画を完了させるために必要な行動において、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことが示されているか

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び評価損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性と、キャッシュ・フローを生み出すために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。
金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る具体的な評価を実施して、その条項により元本及び元本残高に係る利息のみの支払(SPPI)にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、金融商品レベルでのSPPIテストを実施している。
ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収から生じるのか、金融資産の売却から生じるのか、あるいはその両方から生じるのかを決定する。
詳細は注記31「金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

当社のリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映させるため、デリバティブにはヘッジ会計が適用されている。
従って、取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係、及びリスク管理目標と戦略について文書化する。また、当社ではヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーがあることを評価し、文書化する。
ヘッジの有効性の評価及び非有効部分の測定に使用される主要な前提条件の詳細については、注記31.1「ヘッジ会計」を参照されたい。

リース

IFRS第16号の適用にあたっては、リース契約の評価が複雑であること、またリース期間が長期にわたることから、専門的な判断が強く求められる。特に専門的な判断が必要となるのは、下記項目である。

- 当社が事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用
- リース契約に含まれる非リース構成要素の識別
- リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること
- 指標又は金利に依存する変動支払リース料を特定し、金利の変更が将来のリース料及び使用権資産の金額にどのような影響を与えるかを識別すること
- リース料の現在価値を計算するための割引率の見積り。この割合に関する前提条件の詳細は、「見積りの使用」の項に記載されている

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当社は、不確実な法人所得税の取扱いを個別に検討するか、他の不確実な税務上の取扱いと一緒に検討するかを決定するとともに、不確実な税務上の取扱いに関していずれの手法が不確実性の解消をより適切に予測するかという観点から、最尤法と期待値法のいずれを用いて不確実性の影響を反映させるかを決定している。
当社は、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に従い、関連当事者とは、主に当社と同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的に当社に支配されている会社、当社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）をいう。
関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。
主たる経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には取締役（業務執行に携わるか否かを問わない）が含まれる。

子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー

当社は、会社間の形式的な関係の性質にかかわらず、ある事業体への関与から生じる変動リターンに晒されている、又は権利を有していて、投資先に対するそのパワーの行使を通じて、そのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、事業体を支配している。支配の定義の詳細については、注記2.1「見積り及び経営判断の使用」の「支配の有無の決定」の項を参照されたい。

関連会社には、当社が重要な影響力を有する事業体が含まれる。重要な影響力とは、投資先の財務及び経営方針の決定に関与する力はあるが、それらの事業体に対する支配又は共同支配を行使する力はないことである。

ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同で支配権を行使し、純資産に対する権利を有する共同支配の取決めである。共同支配とは、ある取決めの支配を共有することを意味し、関連する活動に関する決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。

子会社、関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する持分投資は取得原価で測定される。原価は減損損失で調整され、減損損失を認識する理由がなくなった場合には、減損損失は戻し入れられる。戻入後の帳簿価額は、当初の取得原価を超えてはならない。

エネル・エスピーエーに係る損失が投資の帳簿価額を上回り、当社が投資先の法的又は推定的債務を履行する義務を負う場合、又はいかなる場合にも損失を補填する義務を負う場合、帳簿価額に対する超過額はリスク及び費用引当金の負債として認識される。

経済的実体のない、共通支配下にある企業への投資の処分の場合、受領した対価と投資の帳簿価額との差額は株主持分に認識される。

外貨項目の換算

IAS第21号「外国為替レート変動の影響」に基づき、機能通貨以外の通貨による取引は、取引日の直物為替相場で当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レート（具体的には、報告日の直物為替相場）を用いて換算される。

取得原価で認識される外貨建ての非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートで換算される。公正価値で測定される外貨建ての非貨幣資産及び負債は、公正価値を判定した日における為替レートを用いて換算される。

為替差損益は純損益を通じて認識される。

外貨建てで支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る関連資産、費用又は収益（又はその一部）の当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当社が前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当社はIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当社が利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者とは、資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されたわけでも、やむなく取引を行うわけでもない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当社は、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

- 金融資産については、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最善かつ最大限に活用することにより、又は当該資産を最善かつ最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより経済的便益を生み出す市場参加者の能力を考慮に入れている。
- 負債及び自己資本性金融商品については、公正価値は、とりわけ当社自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しないリスクの影響を反映する。
- 市場リスク又は信用リスクに対する企業の正味エクスポージャーに基づいて管理され、当該リスクのポジションが相殺される金融資産及び金融負債グループの場合、詳細は、注記34.1「財政状態計算書において公正価値で測定される資産」及び注記34.2「財政状態計算書において公正価値で測定される負債」を参照のこと。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当社は、その状況に適合かつ充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報を最大限に利用し、観察不能な情報の利用を最小限にしている。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。

取得後費用については、資産の一部に要した費用に関連する将来の経済的便益が当社に流入する可能性が高く、その項目に係る費用が信頼性をもって測定可能な場合、資産の帳簿価額の増加として認識される。他の全ての費用は、発生時に純損益で認識される。

残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、必要に応じて将来に向けて調整される。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。

有形固定資産の主な項目の見積耐用年数は以下の通りである。

	減価償却期間
リース物件改良費	契約期間と残存耐用年数のいずれか短い方
民間の建物	40年
その他の資産	7年

土地は耐用年数が確定できないため償却されない。

有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用若しくは処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。純損益を通じて認識される利得又は損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

リース

契約の開始時に、当社はIFRS第16号のリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。リースの定義は、契約が対価と引き換えに特定資産の使用を一定期間支配する権利を移転する場合に満たされる。

リースの開始日（原資産が使用可能となる日）に当社は使用権資産及びリース負債を認識する。

使用権資産は、リース期間中に原資産を使用する借手の権利を表し、使用権資産は取得原価で当初測定され、取得原価は、開始日以前に行われたリース料支払いに関する調整を加えたリース負債の当初の金額から、受領したリースのインセンティブを控除し、生じた当初の直接費、原資産の解体及び撤去、及び原資産又は原資産所在地の原状回復のための費用の見積りを加えた金額を含む。

次いで、使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、定額法で減価償却される。リース期間終了時に原資産の所有権が当社に移転する場合、または当社が購入オプションを行使するという事実が使用権資産の原価に反映されている場合、減価償却は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。
リース負債は、リース期間にわたって行われるリース料支払いの現在価値で当初測定される。支払リース料の現在価値の計算において、事前にリースに計算利子率が判定できない場合には、当社は、リース開始日の借手の追加借入利子率を用いる。
指数又は金利に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。
当社は、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。一例として、当社は、低価値と考えられる特定の事務機器（パソコン、印刷機、コピー機など）をリースしている。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連費用を信頼性をもって決定できる場合に、会社が管理する物的実体のない識別可能な資産である。
無形資産は、購入原価又は内部開発費で測定され、無形資産を完成させる技術的実現可能性、及び無形資産を使用又は販売するために完成させる意思、能力、資源があることを実証できた場合にのみ、無形資産として認識される。
当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細な情報は注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。
償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。したがってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。
当社の無形資産の耐用年数は有限である。
無形資産は、当社が所有するアプリケーション・ソフトウェアであり、予想耐用年数は3年から5年である。

非金融資産の減損

IAS第36号「資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、使用権資産、営業権、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の証拠があるかどうかを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。
耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産は、毎年、若しくは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストを行う。
当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、当該資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。
回収可能価額は、その資産が他の資産又は資産グループから生み出されるキャッシュ・フローからほとんど独立した流入キャッシュ・フローを生み出せない場合を除き、個々の資産に対して算定される。
資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや認められない場合には、減損損失が認識されず、減価償却又は償却が行われたと仮定した場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及び減損損失」の下で純損益を通じて戻入れられる。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、IAS第32号「金融商品：表示」及びIFRS第9号「金融商品」に従って行われる。

金融資産又は金融負債は、当社が当該金融商品の契約上の条項の当事者となった時（すなわち取引日）にのみ認識される。

IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な金融要素を含んでいない場合、又は当社がIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義の通り）取引価格で当初測定される。

一方、当社は上述の営業債権以外の金融資産を公正価値で当初測定し、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には取引費用を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、下記の双方に基づき、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、純損益を通じて公正価値で測定される金融資産に分類される。

- 金融資産を管理するための会社のビジネスモデル、すなわち、キャッシュ・フローを生み出すために金融資産をどのように管理するか（契約上のキャッシュ・フローを回収することによってキャッシュ・フローが生じるのか、金融資産を売却することによってキャッシュ・フローが生じるのか、あるいはその両方なのか）
- その商品がSPPIテストに基づき、元本と利息の支払いのみであるキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するための、その商品の契約上のキャッシュ・フロー特性

その後の測定を目的として、金融資産は以下の3つのカテゴリーに分類される。

- 償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）
- 認識中止時の累積損益の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融資産（資本性金融商品）
- 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

このカテゴリーには、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。

償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払いにあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有することを目的とするビジネスモデルにおいて保有される。

当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用の調整をし、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。

利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVOCI）-資本性金融商品

このカテゴリーには主に当初認識時に取消不能の形でこれに指定をされた他の企業に対する持分投資が含まれる。

当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当社は、株主持分内の累積利得又は累積損失に振替えることがある。

OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定される資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。

当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、純損益において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

このカテゴリーには主に以下のものが含まれる。

- ビジネスモデルに関わりなく、元本及び利息のみの支払いにあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
- 主に短期での売却又は買い戻し目的で取得した又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産（すなわち、有価証券、ファンドへの金融投資など）

＞ 売買目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定されていないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）
＞ 偶発的対価

このような金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。
このカテゴリーには、当社がOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類することを取消不能の形で選択していない上場株式投資も含まれる。株式投資に係る配当も、支払いの権利が確定した時点で損益計算書のその他の収益として認識される。

金融資産の減損

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。
当社は、IFRS第9号に従って開発された減損モデルを採用している。このモデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。
特に、重要な金融要素を伴うものを含む営業債権、契約資産及びリース債権については、当社は簡便化アプローチを適用し、一般に12か月に相当する資産の残存期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。
営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産については、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。
当社は、報告日において損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、減損利得又は減損損失として純損益に認識している。
金融資産の減損に係る詳細は、注記31「金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

このカテゴリーには、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い金融投資が含まれる。
キャッシュ・フロー計算書上、現金及び現金同等物には報告日現在の銀行当座貸越は含まれない。[2]

償却原価で測定される金融負債

このカテゴリーには、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品が含まれる。
デリバティブを除く金融負債は、当社が金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は適切な場合にはより短い期間で、将来の現金支払い又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く金利のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債には、主に以下が含まれる。
＞ 短期の買戻し目的で保有する売買目的の金融負債
＞ IFRS第9号で定義されているヘッジ手段として指定されていない、当社が締結したデリバティブ金融商品
＞ 条件付対価として適格な金融負債

2 パブリックステートメント ESMA 2024年10月24日 - 優先順位1：流動性に関する考察（2024年10月24日付けESMA 32-193237008-8369）。

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

＞ 資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効

＞ 当社が、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号で定められた要件を充たす契約に基づいて一つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受により、資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全てを移転した場合（「パススルー・テスト」）

＞ 当社が資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全てを移転又は留保していないが、資産に対する支配を移転した場合

金融資産の認識を中止した場合、当社は帳簿価額（認識を中止した日に測定）と受取対価との差額を純損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取り消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債に置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止及び新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、純損益において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社の意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。

デリバティブ取引及びヘッジ会計の詳細は、注記33.1「ヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産と金融負債との相殺

当社では、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺している。

＞ 認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ

＞ 純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行う意図がある。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に従い、非流動資産（又は処分グループ）は、帳簿価額が継続的な使用ではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。

この分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。

売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照されたい。

従業員給付

退職後及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当社は、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付及び雇用期間中に発生するその他の長期給付に関する負債を、制度ごとに個別に決定している。当社は、数理計算上の前提条件を用いて、従業員に支給されると見込まれる将来の給付額を報告日時点で見積り（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いて制度の現在価値を算出している。

当該負債は、制度資産を控除した後、関連する権利の確定期間にわたり発生主義で認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。

確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。

当社はまた、確定拠出制度にも関与しており、当社は当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当社はこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、年度中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に準拠し、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当社が通常の退職日よりも前に従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。

退職給付は、以下のうちいずれか早い日に認識される。

＞　当社が給付金の申し出を撤回することが最早不可能となった時点

＞　当社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、退職給付の支払いを伴う時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式に基づく報酬

当社は、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネージャー並びに経営幹部の報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式に基づく報酬取引を行っている。

直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。IFRS第2号に従い、当社では金銭的要素が制度を施行した企業の資本性金融商品の価格（又は価値）に基づく場合は現金決済取引として分類し、その他の場合は他の長期従業員給付として分類される。当社株式のボーナス支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報奨制度の詳細については、注記35「株式に基づく報酬」を参照のこと。

株式要素において、当社は、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。

認識された費用全体は、権利確定日までの各報告日に、市場条件以外の勤務条件及び業績条件が権利確定日に充足される持分証券の数について、エネルが利用可能な最善の見積りを反映して調整される。

逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当社は、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用に係る引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間的価値の影響が重要である場合、未払費用は、期待される将来キャッシュ・フローを割り引いて算出される。その際に用いる割引率は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場評価と、期待される将来キャッシュ・フローが調整されていないリスクを反映した税引前割引率である。

引当金が割引かれている場合、時間的要因についての現在価値の期間的な調整（例えば、割引の巻戻し）は金融費用として認識される。
当社が一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。
税務上の取扱いにおける税金負債として認識される、取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は、引当金に含まない。
引当金の見積りの変更は、変更が生じた年度の損益計算書で認識される。

顧客との契約から生じた収益

当社は、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当社が受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

＞ 顧客との契約の特定（ステップ1）
＞ 契約における履行義務を特定する（ステップ2）
＞ 取引価格を決定する（ステップ3）
＞ 契約開始時に、取引価格を各個別の履行義務に配分する（ステップ4）
＞ 収益を認識する（ステップ5）

当社は、約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点（又はそれ以降）で収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用には以下が含まれる。

＞ 純損益を通じて公正価値で評価される金利リスク及び為替リスクに係るデリバティブから生じた収益及び費用
＞ 金利リスク及び為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益及び費用

その他の金融収益及び費用

償却原価で測定される全ての金融資産及び負債、並びにその他の包括利益を通じて公正価値での測定に分類される利付金融資産において、受取利息及び支払利息は実効金利法を用いて認識される。
受取利息は、経済的便益が当社にもたらされる可能性が高く、かつその金額が信頼性をもって測定可能である範囲で認識される。
その他の金融収益及び費用は、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含んでいる。

配当金

IFRS第9号「金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。
当社の株主に対する配当金及び中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産・負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払い額で「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、純損益において認識される。例外として、純損益以外で認識される項目に係る当期法人所得税は、株主持分において認識される。

繰延税金負債及び繰延税金資産

繰延税金負債及び資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と、それに対応して当該一時差異が解消すると見込まれる日に有効な税率に基づき税務上認識される対応する金額との間の一時差異上で算定され、報告期間末現在で施行されている又は実質的に施行されている税率に基づいて、決定される。

繰延税金負債は、以下の場合を除き、全ての課税上の一時差異について認識される：(i)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識から生じたもので、取引時点において会計上の利益にも課税上の利益にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(ii)子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャーへの投資に関連する課税上の一時差異に関して、当社が一時差異の解消時期をコントロールでき、かつ、一時差異が予測可能な将来において解消しない可能性が高い場合。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除について認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は純損益において認識される。例外として、純損益以外で認識される項目に関わるものは、株主持分において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、流動税金資産と流動税金負債を相殺する法的強制力のある権利が存在し、かつ、それらが同一の税務当局により、流動税金負債及び資産を純額ベースで決済するか、又は資産の実現と負債の同時決済のいずれかを予定している異なる課税事業体に課される所得税に関連している場合にのみ相殺される。これらの課税事業体は、相当額の繰延税金負債又は資産が決済又は回収されると予想される将来の各期において相殺される。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当社は、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。

逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと、当社が判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。

税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照のこと。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当社は、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

保証契約

金融保証契約は、「IFRS第9号-金融商品」に従って当初は公正価値で測定及び認識される。その後、保証は以下のいずれか高い方で測定される。

i. **IFRS第9号に従って決定された予想信用損失（ECL）引当金の金額**

ii. **当初認識額から、適切な場合にはIFRS第15号に従って認識された収益の累積額を控除した金額**

これらの規定は、保険契約に該当しない商業保証契約にも適用される。そのような契約が、重要な保険リスクを発行者に移転せず、IFRS第9号の下で金融商品として認識・測定される条件を充たすからである。

2.3 気候変動に関する開示

エネルは、世界の平均気温上昇を1.5℃未満に抑え、2040年までにゼロ・エミッションを達成するため、パリ協定（COP21）の目標に沿ったビジネスモデルの開発に取り組んでおり、2050年までに「ネット・ゼロ」世界経済への移行を推進するエネルギー・キャリアとして電力の重要な役割を推進している。事業戦略を通じて、当グループは、バリューチェーン全体にわたり気候変動の緩和と適応のための行動を展開すべく必要な推進力と投資を明確にすることにコミットしている。

野心的にゼロ・エミッションを目指す：気候変動緩和のための脱炭素化計画

気候変動との闘いへのコミットメントは、短期的にも長期的にも、エネルの戦略の不可欠な部分であり、バリューチェーン全体における直接排出と間接排出の両方をカバーする脱炭素化計画によって取り組んでいる。この戦略は、地球温暖化を1.5ºCに抑制することに沿って、科学に基づく目標設定イニシアチブ（SBTi）によって認定された4つの目標に基づくもので、以下の行動指針に集約されている。

エネルギーミックスの脱炭素化：2040年までに新たな再生可能エネルギー発電容量を開発し、同時に火力発電から撤退する。この意味で、当グループは、関係当局の認可を前提に、2027年までに石炭火力発電を段階的に廃止し、その跡地を他の用途に転換するという目標を確認している。当グループの事業活動に関連して妨げられない排出はないため、プラント閉鎖のビジネス・コミットメントを遅らせたり、妨害したりする可能性がないことからも、これらの目標は達成可能である。

電化の推進とガス小売の段階的廃止：消費者にとってより効率的で便利な電力技術を開発し、電化を推進し、中長期的に顧客のガス・ポートフォリオを段階的に最小化する。

送電網の整備と強化：何百万もの顧客とプロシューマー（生産消費者）の接続をサポートし、再生可能エネルギー発電所から直接供給される不安定なエネルギー供給のバランスをとるために、レジリエンス、デジタル化、柔軟性を高めることを目的とした投資計画により、送電網の役割を強化する。

移行計画を支える投資は、脱炭素化の目標やEUタクソノミの基準との整合性を含め、当グループの戦略計画の不可欠な一部である。

気候変動に関連するトピックの財務面の影響については、注記2.1「見積り及び経営判断の利用」及び特定項目に関連する注記を参照のこと。

2.4 ミニマム課税

大規模な多国籍企業が事業を営む各法域において最低水準の所得税を納めることを保証することを目的とした「第二柱-グローバル税源浸食防止モデルルール（GloBEルール）」は、エネルグループが事業を営む特定の法域において制定又は実質的に制定されている。多国籍グループに対するグローバル・ミニマム課税水準の確保に関するEU指令2022/2523/EUは、2023年12月27日付政令209号によりイタリアで施行された。

一般的に、この規則では、その所得に対する実効税率を最低でも15%に引き上げるために、超過利潤に「上乗せ」税金を適用することを想定している。

この目的のため、当グループは、そのような法域における上乗せ税に対する潜在的なエクスポージャーの評価を実施し、その結果、実効税率が15%を下回る状況の存在は限定的であることが判明した。

この評価に基づき、エネルグループが、GloBEルールに基づき法域ごとに計算される実効税率と最低税率15%との差額として負担する可能性のある上乗せ税額に大きな影響はない。

当グループは、「IAS第12号-国際的な税制改革-第二の柱モデル規則」の改訂の規定を適用し、第二の柱の適用から派生する繰延税金に関する要件の強制的一時免除を適用している。当グループは、この規則の適用により発生する税金を、発生時に流動税金として認識する（注記12「繰延税金資産及び負債」を参照）。

注記3. 新規及び改訂された基準及び解釈指針

当社は、2024年1月1日より効力が生じた以下の基準、解釈指針及び改訂を適用している。

＞ 2023年5月に公表された、「IAS第7号の改訂 – キャッシュ・フロー計算書」及び「IFRS第7号の改訂 – 金融商品の開示：サプライヤー・ファイナンス契約」。この改訂は、サプライヤー・ファイナンス契約（SFA）の特徴を明確にし、係る契約が負債、キャッシュ・フロー及び流動性リスクへのエクスポージャーに与える影響を財務諸表の利用者が評価できるようにするため、追加的な開示の提供を求めている。この改訂はまた、これらの契約が、関連する支払期日と比較して、企業の支払期間が長期である、又は企業のサプライヤーの支払期間が短期であるという特徴を持つことを明確にしている。IAS第7号の改訂は、同様の特徴を持つSFAについて集計形式で報告すべき開示のリストを定めている。

IFRS第7号の改訂では、流動性リスク管理に関して要求される開示を行う際に考慮しうる要因のリストにSFAが追加され、係る契約が流動性リスク集中の原因となりうるものとして含められた。IASBは、比較情報の開示や適用初年度の期首残高の開示を要求していない。

＞ 「IAS第1号の改訂 – 負債の流動又は非流動への分類」（2020年発行）。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この改訂は、延期する権利は無条件であるという要件を撤廃し、以下の点を明確にした。

- 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する基準。決済を延期する権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことを規定。
- 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと。
- 報告期間の末日に事業体が負債の条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること。
- 現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転に係る決済であること。この点に関して、相手方の選択により、事業体自体の資本性金融商品の移転により決済される可能性のある負債（例えば、コンバージョン・オプション）の条件は、事業体がIAS第32号を適用し、オプションを資本性金融商品として分類し、負債とは別個に認識する場合には、流動又は非流動への分類に影響を与えない。

＞ 「IAS第1号の改訂 – 特別条項付きの非流動負債」（2022年10月発行）。この改訂は以下を目的としている。

- 流動負債又は非流動負債への分類は、事業体が報告期間の末日までに特約条項を遵守する必要がある場合には、その取決めにおける特約に準拠することを明確にする。
- 負債の決済を少なくとも12か月間延期する権利が特約の遵守を条件とする場合の開示を改善する。具体的には、財務諸表の利用者が、報告期間後12か月以内に負債の返済期日が到来するリスクを理解できるような開示を要求しており、その開示には次のものが含まれる。(i)特約（特約の内容及び事業体がその遵守を求められる時期等）及び関連する負債の帳簿価額に関する情報、(ii)事業体による特約の遵守が困難になる可能性を示す事実及び状況がある場合には、当該事実及び状況。

＞ 「IFRS第16号の改訂 – セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債」（2022年9月発行）この改訂では、セール・アンド・リースバック取引から生じる負債を測定する際に、売手・借手が保持する使用権に関連する利得又は損失の金額を売手・借手が認識しないように徹底するために、売手・借手が使用するべき基準が明記された。

具体的には、IFRS第16号は、セール・アンド・リースバック取引から生じる使用権資産を、保持される使用権に係る資産の従前の帳簿価額との比率で測定し、その結果として、買手・貸手に移転した権利に係るキャピタル・ゲイン又はキャピタル・ロスの金額のみを認識することを、売手・借手に求めている。

さらに、この改訂は、当該取引のリース料が指数や料率に依存しない変動リース料を含むセール・アンド・リースバック取引にも適用される。

これらの改訂の適用による、本財務諸表への重要な影響はない。

損益計算書に関する情報

注記4. 収益

4.a 販売及びサービスから生じた収益－110百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減
グループ会社	109	107	2
第三者	1	-	1
販売及びサービスから生じた収益合計	**110**	**107**	**3**

販売及びサービスから生じた収益には、親会社としての管理・調整役務の中で子会社に提供される経営サービス（76百万ユーロ）、ITサービス（29百万ユーロ）及びその他サービス（5百万ユーロ）が含まれる。
3百万ユーロの増収は、管理サービス（11百万ユーロ）の増収と、ITサービス（7百万ユーロ）及びその他サービス（1百万ユーロ）の減収とを相殺した金額を反映している。

販売及びサービスから生じた収益の地理的セグメント別内訳は以下の通り。
＞ イタリア　60百万ユーロ（2023年度は52百万ユーロ）
＞ 欧州連合（EU）域内　16百万ユーロ（2023年度は18百万ユーロ）
＞ その他の国々　34百万ユーロ（2023年度は37百万ユーロ）

4.b その他の収益－11百万ユーロ

「その他の収益」には主に、他のグループ会社に出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用（8百万ユーロ）、並びにFondazione Centro Studi Enel及びEnel Cuore Onlusに出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用（合計2百万ユーロ）の請求が含まれる。2023年度には、ジョイント・ベンチャーRusenergosbyt LLCの持分売却益43百万ユーロが含まれていた。

注記5. 営業費用

5.a 消耗品の購入

消耗品購入費は前年度から大きな変動はなかった。

5.b サービス、リース及び賃借料－177百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減
サービス	170	197	(27)
リース及び賃借料	7	5	2
サービス、リース及び賃借料合計	**177**	**202**	**(25)**

サービス費用には、第三者から提供されたサービス費用55百万ユーロ（2023年度は75百万ユーロ）及びグループ会社から提供されたサービス費用115百万ユーロ（2023年度は122百万ユーロ）が含まれる。

第三者が提供するサービスの費用は、システムサービス費用が減少（23百万ユーロ）したものの、広告及びスポンサーシップ費用の増加（4百万ユーロ）により一部相殺されたため、20百万ユーロの減少となった。
グループ会社が提供するサービス費用は、システムサービス費用（6百万ユーロ）及び管理サービス費用（2百万ユーロ）の減少により、7百万ユーロ減少した。
リース料及び賃借料は、子会社Enel・Italia・SpAが所有する資産のリース料（5百万ユーロ）及びオペレーティング・リース料（2百万ユーロ）である。

5.c 人件費－146百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2024年度	2023年度	増減
賃金及び給与		93	87	6
社会保障料		28	26	2
退職後給付	24	8	7	1
その他の長期給付	24	1	(3)	4
株式に基づく報酬		4	2	2
その他の費用及びその他の奨励給制度		12	16	(4)
人件費合計		**146**	**135**	**11**

人件費は2023年度比で11百万ユーロ増加したが、これは主に従業員の平均員数及び従業員数の増加によるものである。
以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数を前年と比較したものであり、2024年12月31日現在の実際の従業員数である。

	平均員数			従業員数
職階	2024年度	2023年度	増減	2024年12月31日現在
マネージャー	184	165	19	189
ミドル・マネージャー	593	488	105	668
ホワイトカラー	271	249	22	273
合計	**1,048**	**902**	**146**	**1,130**

5.d 減価償却費、償却費及び減損損失－ 3,585百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年度	2023年度	増減
減価償却費	5	4	1
償却費	83	47	36
減損損失	3,497	668	2,829
減損損失の戻入	-	-	-
減価償却費、償却費及び減損損失合計	**3,585**	**719**	**2,866**

減価償却費は5百万ユーロ、償却費は83百万ユーロで、これらを含む項目合計は88百万ユーロである。
減損損失には、利用可能な資本準備金の一部分配後に実施された減損テストの結果、子会社Enel Holding Finance Srl（2,587百万ユーロ）、Enel Finance International NV（862百万ユーロ）、及びEnel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA（47百万ユーロ）で保有する持分投資の減損損失が含まれる。
この項目には、合計1百万ユーロの売上債権及びその他の債権の減損損失及び戻入も含まれる。
減損損失の判定基準の詳細については、後述の注記13「持分投資」を参照のこと。

5.e その他の営業費用－14百万ユーロ

その他の営業費用は33百万ユーロ減少した。2023年度には、Enel Generación Costanera SAに対する当社及び他のグループ会社の債権放棄（21百万ユーロ）並びにRusenergosbyt LLCに対する未回収債権（11百万ユーロ）が反映されていた。

注記6. 持分投資から生じた収益－6,563百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年度	2023年度	**増減**
子会社からの配当金	**6,562**	**4,269**	**2,293**
Enel Américas SA	399	88	311
Enel Chile SA	216	285	(69)
Enel Finance International NV	1,075	-	1,075
Enel Global Trading SpA	1,103	-	1,103
Enel Green Power SpA	166	-	166
Enel Grids Srl	-	267	(267)
Enel Holding Finance Srl	3,225	-	3,225
Enel Iberia SRLU	375	1,415	(1,040)
Enel Italia SpA	-	2,214	(2,214)
Enelpower Srl	3	-	3
ジョイント・ベンチャーからの配当金	**1**	**-**	1
Empresa Propietaria de la Red SA	1	-	1
持分投資から生じた収益合計	**6,563**	**4,269**	**2,294**

子会社、関連会社、その他企業によって承認された配当金に関しては、主に以下を反映して2023年度比で2,294百万ユーロ増加した。

- 子会社Enel Holding Finance Srl及びオランダのEnel Finance International NVによる利用可能な準備金の分配：順に3,225百万ユーロ及び1,075百万ユーロ
- Enel Global Trading SpAによる配当金分配：1,103百万ユーロ
- Enel Iberia SRLUによる配当金の減少：1,040万ユーロ

Enel Italia SpA及びEnel Grids Srlは配当分配を承認しなかった。

年末時点で、2024年度の中間配当未払い分には、子会社のEnel Iberia SRLU（300百万ユーロ）、Enel Américas SA（294百万ユーロ）、Enel Chile SA（35百万ユーロ）が承認したものが含まれているが、これらは2025年1月、2月に回収された。

注記7. デリバティブから生じた純金融収益／(費用) ー96百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年度	2023年度	**増減**
デリバティブから生じた収益:			
- グループ会社を代表して:	**401**	**762**	**(361)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	401	762	(361)
- エネル・エスピーエーを代表して:	**149**	**145**	**4**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブからの収益	130	121	9
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	19	24	(5)
デリバティブから生じた収益合計	**550**	**907**	**(357)**
デリバティブから生じた費用			
- グループ会社を代表して:	**398**	**766**	**(368)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	398	766	(368)
- エネル・エスピーエーを代表して:	**56**	**103**	**(47)**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブによる費用	36	67	(31)
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	20	36	(16)
デリバティブから生じた費用合計	**454**	**869**	**(415)**
デリバティブから生じた金融利益／(損失) 合計	**96**	**38**	**58**

金利及び為替レートのデリバティブからの純金融収益は96百万ユーロであった(2023年度は38百万ユーロ)。
前年比58百万ユーロの増加は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの純金融費用の減少(40百万ユーロ)、エネル・エスピーエーのために締結された純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの純金融費用の減少(11百万ユーロ)、及びグループ会社のために締結されたデリバティブの純金融費用の減少(7百万ユーロ)を反映している。
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの両方について、2024年度に認識された純金融収益／(費用)は、主に為替変動リスクのヘッジに関するものであった。
デリバティブの詳細については、注記31「金融商品」及び注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記8. その他の金融収益／(費用) ー (404) 百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年度	2023年度	**増減**
その他の金融収益			
受取利息			
短期金融資産の受取利息	348	235	113
合計	**348**	**235**	**113**
為替差益	14	32	(18)
その他	186	214	(28)
合計	**200**	**246**	**(46)**
その他の金融収益合計	**548**	**481**	**67**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入に対する支払利息	145	163	(18)
社債に係る利息費用	140	240	(100)
その他の借入金の利息費用	594	449	145
合計	**879**	**852**	**27**
為替差損	64	32	32
確定給付制度及びその他の長期従業員給付に対する支払利息	5	6	(1)
債務管理取引に係る金融費用	-	7	(7)
その他	4	55	(51)
合計	**73**	**100**	**(27)**
その他の金融費用合計	**952**	**952**	**-**
その他の金融収益／(費用)	**(404)**	**(471)**	**67**

その他の金融収益は、2023年度比67百万ユーロ増の548百万ユーロとなった。これには主に以下が反映されている。

＞ 短期金融資産の受取利息が113百万ユーロ増加

＞ 為替差益が18百万ユーロ減少。これは主に、ユーロ以外の通貨建ての純負債に関連する為替レートの動向を反映したものである

＞ グループ会社に代わって発行された保証のその他受取利息が28百万ユーロ減少

その他の金融費用は952百万ユーロで、2023年度と比較して変動はなかった。

その他の借入金に係る金融費用 (145百万ユーロ) 及び為替差損 (32百万ユーロ) の増加は、社債にかかる支払利息 (100百万ユーロ) 及び銀行借入金にかかる支払利息 (18百万ユーロ) の減少、第三者からの保証にかかる費用 (51百万ユーロ) の減少、及び債務管理取引に係る金融費用の減少により相殺された。

注記9. 法人所得税等ー (144)百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年度	2023年度	**増減**
当期諸税	(148)	(141)	(7)
繰延税金収益	1	-	1
繰延税金費用	3	5	(2)
税金合計	**(144)**	**(136)**	**(8)**

2024年度の法人所得税は、主に、子会社からの受取配当金の95%が除外されたこと、及び法人税法 (連結所得税法第96条) に基づきエネル･エスピーエーのグループに対する支払利息が損金算入されたことにより、税引前利益と比較して法人所得税 (IRES) の課税ベースが引き下げられた結果、144百万ユーロの税軽減があった。

以下の表は、理論税率を実効税率と調整したものである。

百万ユーロ

	2024年度	%	2023年度	%
税引前利益	2,454		2,896	
理論上の法人税(IRES)	**589**	**24.0%**	**695**	**24.0%**
税金の減少:				
- 持分投資配当金の回収	(536)	-21.8%	(973)	-33.6%
- 未回収の持分投資配当金	(8)	-0.3%	(5)	-
- 引当金の用途	(13)	-0.5%	(12)	-0.4%
- その他	(1,072)	-43.7%	(47)	-1.6%
税金の増加:				
- 当期の減損損失/(利益)	839	34.2%	145	5.0%
- 引当金繰入額	11	0.4%	12	-
- 前年度費用	1	-	8	0.3%
- その他	7	0.3%	7	0.2%
当期法人税合計(IRES)	**(182)**	**-7.4%**	**(170)**	**-5.9%**
外国税	**(10)**	**-0.4%**	**39**	**-**
過年度法人税等見積差額	**21**	**0.9%**	**-**	**-**
外国株式投資からの配当金の源泉徴収	**23**	**0.9%**	**-**	**-**
繰延税金項目合計	**4**	**0.2%**	**4**	**0.1%**
- うち年間変動額	4		5	
- うち前年度見込みとの差異	-		(1)	
法人税等合計	**(144)**	**-5.9%**	**(127)**	**-5.7%**

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10. 有形固定資産－11百万ユーロ

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	リース物件改良費	建設仮勘定及び前渡金	合計
取得原価	1	6	3	5	35	42	-	92
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
2022年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**
資本的支出	-	-	-	-	3	-	-	3
サービス開始	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	-	-	-	(4)	(1)	-	(5)
増減合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	**-**	**(2)**
取得原価	1	6	3	5	38	42	-	95
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
2023年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**
資本的支出	-	-	-	-	5	-	-	5
サービス開始	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	-	-	-	(3)	-	-	(3)
増減合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**	**-**	**2**
取得原価	1	6	3	5	43	42	-	100
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(34)	(42)	-	(89)
2024年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**11**

有形固定資産は11百万ユーロとなり、2024年の資本支出（5百万ユーロ）と認識された減価償却費（3百万ユーロ）のプラス収支を反映し、2023年12月31日比で2百万ユーロ増加した。

注記11. 無形資産－76百万ユーロ

無形資産はすべて有限の耐用年数を有し、その内訳は以下の通りである。

百万ユーロ	工業特許及び知的財産権	開発中のその他の無形資産	合計
2022年12月31日現在残高	**76**	**57**	**133**
投資	4	41	45
使用開始資産	-	-	-
償却費	(47)	-	(47)
増減合計	**(43)**	**41**	**(2)**
2023年12月31日現在残高	**33**	**98**	**131**
投資	-	28	28
使用開始資産	97	(97)	-
償却費	(83)	-	(83)
増減合計	**14**	**(69)**	**(55)**
2024年12月31日現在残高	**47**	**29**	**76**

工業特許及び知的財産権は47百万ユーロ（2023年度は33百万ユーロ）で、主にアプリケーション・ソフトウェアの購入にかかる費用に関するものである。償却は、残存耐用年数（平均3年）に基づく定額法で行われる。

その他の開発中の無形資産は29百万ユーロで、69百万ユーロ減少した。これは主に、ITプロジェクト、業務プロセスのコンピュータ化のためのデジタル開発プロジェクト、持株会社スタッフ機能、特に管理・財務・統制、法務、コーポレート、規制・反トラスト、渉外、人事・組織、監査の各分野におけるコンプライアンス及びレポーティングに関連する過去に実施した投資によるものである。

注記12. 繰延税金資産及び負債－111百万ユーロ及び33百万ユーロ

百万ユーロ	2023年12月31日現在	純損益に計上された増加／(減少)	株主持分に計上された増加／(減少)	2024年12月31日現在
繰延税金資産				
一時的な相違の性質：				
- リスク及び費用に係る引当金、減損損失	7	6	-	13
-金融商品の測定	64	-	7	71
-その他の項目	35	(8)	-	27
繰延税金資産合計	**106**	**(2)**	**7**	**111**
繰延税金負債				
一時的な相違の性質：				
- 金融商品の測定	(38)	-	13	(25)
- その他の項目	(5)	(3)	-	(8)
繰延税金負債合計	**(43)**	**(3)**	**13**	**(33)**
相殺後の繰延IRES税金資産超過額	**63**			**78**

繰延税金資産の総額は111百万ユーロ（2023年12月31日現在106百万ユーロ）で、基本的にはキャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に関する繰延税金資産である。
繰延税金負債は33百万ユーロ（2023年12月31日現在43百万ユーロ）で、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ商品の公正価値測定に係る繰延税金に関するものである。
繰延税金資産及び負債の金額は、IRESの税率24%を適用して決定された。

注記13. 持分投資－58,478百万ユーロ

下表は、各投資の年度中の変動と、それに対応する期首及び期末の帳簿価額、並びに子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の会社に対する投資の一覧を示している。

前へ　次へ

百万ユーロ	元のコスト	減損(損失)／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%	出資金と損失補償	合併／スピンオフ	評価修正	純増減	元のコスト	減損(損失)／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%
	2023年12月31日現在					2024年度の変動						2024年12月31日現在		
A) 子会社														
Enel Global Services Srl	70	-	2	72	100.0	-	-	-	-	70	-	3	73	100.0
Enel Global Trading SpA	1,401	-	2	1,403	100.0	-	-	-	-	1,401	-	3	1,404	100.0
Enel Green Power SpA	2,063	(1,369)	5	699	100.0	-	-	-	-	2,063	(1,369)	6	700	100.0
Enel Grids Srl	59	-	3	62	100.0	-	-	-	-	59	-	4	63	100.0
Enel Holding Finance Srl (1)	7,874	-	-	7,874	100.0	-	-	(2,587)	(2,587)	7,874	(2,587)	-	5,287	100.0
Enel Iberia SRLU	13,713	-	1	13,714	100.0	-	-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(63)	-	7	100.0	-	-	-	-	70	(63)	-	7	100.0
Enel Insurance NV	602	-	-	602	100.0	-	(602)	-	(602)	-	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,492)	-	5	100.0	-	-	-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
Enel Italia SpA	12,763	-	6	12,769	100.0	-	-	-	-	12,763	-	7	12,770	100.0
Enel North America Inc.	5,537	-	1	5,538	100.0	1,050	-	-	1,050	6,587	-	1	6,588	100.0
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA (1)	4	-	-	4	100.0	-	602	(47)	555	606	(47)	-	559	100.0
Enel X Srl	239	-	3	242	100.0	-	-	-	-	239	-	4	243	100.0
Enel X Way Srl	916	-	-	916	100.0	-	-	-	-	916	-	-	916	100.0
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Américas SA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	-	-	-	11,658	-	-	11,658	82.3
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
Enel Finance International NV	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-	(862)	(862)	2,624	(862)	-	1,762	25.0
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
子会社合計	**66,950**	**(6,087)**	**23**	**60,886**		**1,050**	**-**	**(3,496)**	**(2,446)**	**68,000**	**(9,583)**	**29**	**58,446**	
B) 関連会社										-				
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
関連会社合計	**23**	**-**	-	**23**		**-**	**-**	-	-	**23**	-	-	**23**	
C) その他の会社										-				
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Empresa Propietaria de la Red SA	5	3	-	8	11.1	-	-	1	1	5	4	-	9	11.1
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
その他の会社合計	**10**	**(2)**	-	**8**		-	-	**1**	**1**	**10**	**(1)**	-	**9**	
持分投資合計	**66,983**	**(6,089)**	**23**	**60,917**		**1,050**	-	**(3,495)**	**(2,445)**	**68,033**	**(9,584)**	**29**	**58,478**	

(1) 2023年12月31日時点の残高は、総計のより正確な計算を反映している。

前へ　次へ

下表は、2024年における持分投資の変動を報告している。

百万ユーロ	
増加	
Enel North America Inc.への出資	1,050
Empresa Propietaria de la Red SAに対する投資の再評価	1
合計増加額	**1,051**
減少	
Enel Holding Finance Srlの減損損失	(2,587)
Enel Finance International NVの減損損失	(862)
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpAの減損損失	(47)
合計減少額	**(3,496)**
純増減	**(2,445)**

2024年度、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他企業への投資の帳簿価額は、以下の結果として2,445百万ユーロ減少した。

- Enel Finance International NVに対する投資の減損損失862百万ユーロ。これは、主に株主であるエネル・エスピーエー及びEnel Holding Finance Srlへの総額4,300百万ユーロの資本準備金の一部分配（持分に応じて按分）後に実施された減損テストを反映している。
- 子会社Enel Holding Finance Srlに対する投資の減損損失2,587百万ユーロ。これは、エネル・エスピーエーへの3,225百万ユーロの資本準備金の一部分配後に実施された減損テストを反映している。
- 子会社Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpAに対する投資の減損損失47百万ユーロ。同社の経済・財務状況を反映している。
- 子会社Enel North America Inc.への1,050百万ユーロ（1,100百万ドル相当）の出資。負債管理業務の効果を最大化することで同社の財務構造を最適化するために、2024年12月12日に出資した。
- Empresa Propietaria de la Red SAに対する持分投資の公正価値測定における1百万ユーロの増加。

2024年1月1日、オランダのキャプティブ会社であるEnel Insurance NVは、イタリアのEnel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpAに統合された。

IFRS第2号に従い、イタリア民法第2359条に基づき、エネル及び／又はその子会社の経営陣に対する株式に基づく報奨制度に関与している子会社に対する投資の帳簿価額は、特定資本準備金に認識された当該年度の資本部分の公正価値により、全体で6百万ユーロ増加している。間接子会社の従業員に対する持分証券の付与の場合、直接子会社の持分投資の帳簿価額は増加した。

下表は、Enel Finance International NV**及び**Enel Holding Finance Srl**に対する投資の減損損失を決定する際に使用した前提条件を示している。**

百万ユーロ	元のコスト	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(2)	減損後の帳簿価額	元のコスト	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(2)	減損後の帳簿価額
	2024年12月31日現在						2023年12月31日現在					
Enel Finance International NV	2,624	0.04%	11.6%	3年	永久	1,762	2,624	2.10%	13.3%	3年	永久	2,624
Enel Holding Finance Srl	7,874	0.04%	11.6%	3年	永久	5,287	7,874	2.10%	13.3%	3年	永久	7,874

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。

(2) 最終価値は、表に記載された年数にわたり、永久に又は所定期間、利回りが成長するという前提に基づいて見積もられている。

減損テストによって認識されたのれんの回収可能価額は、将来の予想キャッシュ・フローを見積り、リスク・フリー・レート、ベータ、市場リスク・プレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された適切な割引率を適用することを含む割引キャッシュ・フロー・モデルを使用して、投資の使用価値の見積りを通じて持分価値を計算することによって見積もられている。投資の帳簿価額を比較するため、将来キャッシュ・フローの見積りから得られた企業価値は、投資先の正味財政状態及び持分価値の見積りに関連するその他の貸借対照表項目を差し引いて資本価値に換算されている。キャッシュ・フローは、見積り時点で入手可能な最善の情報に基づいて決定され、2024**年**11**月**17**日に当社の取締役会で承認された**2025-2027**年度事業計画から明示された期間について引用され、この計画には、数量、収益、営業コスト、資本支出、産業及び商業組織、主要なマクロ経済変数(インフレ率、名目金利、為替レート)及び商品価格の動向に関する予測が含まれている。これらの持分投資の減損テストにおいて考慮されるキャッシュ・フローの明示的期間は、様々な企業の特質やビジネス・サイクルによって異なる。一方、最終価値は、企業の長期的な成長見通しを表す成長率(国や事業によって異なる)が永久又は所定期間に適用されるものとして計算された。**

Enel Finance International NV、Enel Holding Finance Srl**及び**Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA**に対する投資に関しては、投資の帳簿価額と資本の差額がマイナスであることがトリガー・イベントとなり、その後、予想される将来キャッシュ・フローを考慮した投資の資本価値が減損テストにより決定された。**

Enel Italia SpA、Enel X Way Srl、Enel X Srl、Enel Green Power SpA、Enel Grids Srl**及び**Enel Global Services Srl**に対する投資については、**2024**年**12**月**31**日時点において、各投資先の帳簿価額がそれぞれ資本を上回っていても回収可能であると判断される。この状況は、投資に関する減損損失ではなく、**2**つの金額の一時的なミスマッチであると考えられる。具体的には、**Enel Italia SpA、Enel X Way Srl、Enel X Srl、Enel Green Power SpA、Enel Grids Srl**及び**Enel Global Services Srl**の各社については、投資の帳簿価額と資本の差額がマイナスであることがトリガー・イベントとなり、その後、予想される将来キャッシュ・フローを考慮して投資の資本価値が減損テストにより決定された。このテストの結果、投資価値の完全な回収可能性を確認するのに必要な程度まで資本に反映されなかった、より大きな価値の存在が明らかになった。**

また、これらの投資は減損テストに合格している。

イタリアの子会社に対するエネル・エスピーエーの投資株券は、Monte dei Paschi di Siena**で保管されている。**

下表は、2024**年**12**月**31**日現在の子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の投資先に対する投資の株式資本及び持分を報告したものである。**

	登録事務所	通貨	資本金	資本（百万ユーロ）	前年度純損益（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A) 子会社							
Enel Global Services Srl	ローマ	ユーロ	10,000	52	1	100.0	73
Enel Global Trading SpA	ローマ	ユーロ	90,885,000	1,794	1,161	100.0	1,404
Enel Green Power SpA	ローマ	ユーロ	272,000,000	358	(134)	100.0	700
Enel Grids Srl	ローマ	ユーロ	10,100,000	48	3	100.0	63
Enel Holding Finance Srl	ローマ	ユーロ	10,000	5,285	636	100.0	5,287
Enel Iberia SRLU	マドリード	ユーロ	336,142,500	24,063	775	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	ローマ	ユーロ	1,100,000	8	-	100.0	7
Enel Investment Holding BV	アムステルダム	ユーロ	1,000,000	4	(1)	100.0	5
Enel Italia SpA	ローマ	ユーロ	100,000,000	10,200	2,119	100.0	12,770
Enel North America Inc. (1)	アンドーヴァー	米ドル	50	7,669	165	100.0	6,588
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	ローマ	ユーロ	3,000,000	555	30	100.0	559
Enel X Srl	ローマ	ユーロ	1,050,000	(52)	(159)	100.0	243
Enel X Way Srl	ローマ	ユーロ	6,026,000	194	(113)	100.0	916
Enelpower Srl	ミラノ	ユーロ	2,000,000	27	1	100.0	26
Vektör Enerji Üretim Anonim [illegible]irketi	イスタンブール	トルコリラ	3,500,000	(8)	(1)	100.0	-
Enel Américas SA	サンティアゴ	米ドル	15,799,226,825	17,639	1,763	82.3	11,658
Enel Chile SA	サンティアゴ	チリペソ	3,882,103,470,184	3,479	229	64.9	2,671
Enel Finance International NV	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	5,683	335	25.0	1,762
Enel Green Power Chile SA	サンティアゴ	米ドル	599,261,770	967	50	-	-
B) 関連会社							
CESI SpA	ミラノ	ユーロ	8,550,000	101	2	42.7	23
C) その他の会社							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	ブエノスアイレス	アルゼンチン・ペソ	2,025,191,313	3	(1)	-	-
Elcogas SA in liquidation	プエルトラーノ	ユーロ	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	パナマ	米ドル	58,500,000	340	23	11.1	9
Idrosicilia SpA	ミラノ	ユーロ	22,520,000	35	-	1.0	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	パナマ	米ドル	2,700,000	-	-	11.1	-

(1)2024年12月31日時点の連結財務諸表に基づく。

2024年12月31日現在のその他の会社に対する持分投資は、すべて非上場会社に対するものである。IFRS第9号への移行期間中、これらの金融資産をその他の包括利益を通じて公正価値で測定するオプションが適用された。

Elcogas SAへの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%の株式を保有する同社は清算中である。2014年に供与された6百万ユーロの利益参加ローンも、累積損失を考慮して評価損が計上されている。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
FVOCIで測定される非上場会社に対する持分投資	**9**	**8**
Empresa Propietaria de la Red SA	9	8
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA (**清算中**)	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

注記14. デリバティブ－179百万ユーロ、107百万ユーロ、581百万ユーロ、102百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
デリバティブ金融資産	179	261	107	76
デリバティブ金融負債	581	620	102	106

デリバティブ金融資産及び負債の性質、認識及び分類の詳細については、注記31「金融商品」及び33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照されたい。

注記15. その他の非流動金融資産－4百万ユーロ

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
金融前払金		1	7	(6)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	3	3	-
合計		**4**	**10**	**(6)**

金融前払金は基本的にサステナビリティに連動したリボルビング・クレジット・ラインに係る取引費用の残額を指す。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産－3百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
その他の貸付資産	3	3	-
合計	**3**	**3**	**-**

その他の貸付資産は、従業員に対する貸付金で計上されている。

注記16. その他の非流動資産－68百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
税金資産	12	9	3
付加年金制度の債務の引受に伴う子会社からの支払額	56	64	(8)
その他の非流動資産合計	**68**	**73**	**(5)**

税金資産には、IRES目的の課税所得を計算する際にIRAPを一部控除しなかった結果、過剰に支払われた所得税の償還請求に係る残額9百万ユーロが含まれる。これらの請求は、2003年分についてはエネル・エスピーエーが自社単独で、2004年から2011年についてはエネル・エスピーエーが自社単独及び連結会社として提出している。

この項目には、2021年に係るEnel Américas SAの配当に課された源泉税の最終計算から生じた3百万ユーロの資産が含まれている。

付加年金制度の負債の引受けに関して子会社が支払うべき金額は、グループ会社による補足年金制度の負担の引き受けに関して支払うべき金額である。契約条件には、従業員福利厚生で認識される親会社の確定給付債務の消滅費用を当該グループ会社が償還することが記載されている。

現在の前提条件による年金数理予測に基づくと、この制度は今後5年以内に失効する。

注記17. 営業債権－197百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
営業債権:			
- 子会社に対する営業債権	192	163	29
- 第三者顧客に対する営業債権	5	4	1
合計	**197**	**167**	**30**

子会社に対する営業債権は、主にエネル・エスピーエーがグループ会社に代わって行う管理・調整サービス及びその他の業務に関するものである。2023年12月31日時点の増加は、これらのサービスに関連する収益の増加を反映している。

第三者顧客に対する営業債権は、様々な種類のサービスに関するものである。

子会社に対する営業債権の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ			
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
子会社			
Edistribución Redes Digitales SLU	4	5	(1)
e-distribuzione SpA	16	17	(1)
Endesa Energía SAU	2	2	-
Endesa Generación SAU	3	3	-
Endesa SA	8	8	-
Enel Américas SA	1	2	(1)
Enel Brasil SA	57	33	24
Enel Chile SA	5	8	(3)
Enel Distribución Chile SA	1	2	(1)
Enel Distribución Perú SAA	-	3	(3)
Enel Energia SpA	8	4	4
Enel Generación Chile SA	2	2	-
Enel Generación Perú SAA	-	2	(2)
Enel Global Services Srl	13	13	-
Enel Green Power Chile SA	2	3	(1)
Enel Green Power Hellas SA	7	6	1
Enel Green Power Italia Srl	3	2	1
Enel Green Power North America Inc.	1	2	(1)
Enel Green Power SpA	5	3	2
Enel Grids Srl	1	1	-
Enel Italia SpA	3	(1)	4
Enel North America Inc.	4	2	2
Enel Produzione SpA	5	5	-
Enel X Srl	6	2	4
Enel X Way Srl	-	2	(2)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1	(1)
Vektör Enerjí Üretím Anoním 01 SE írketí	8	8	-
その他	25	21	4
合計	**192**	**163**	**29**

地理的セグメント別の売上債権は以下の通り。

百万ユーロ			
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
イタリア	68	57	11
EU	34	31	3
非EU欧州	1	1	-
その他	94	78	16
合計	**197**	**167**	**30**

注記18. 法人所得税資産－189百万ユーロ

法人所得税資産は基本的に、2024年の予想当期税金に対する当社のIRES控除（182百万ユーロ）及び受取利息に対する源泉税控除（9百万ユーロ）を、源泉税に関するポジション（2百万ユーロ）により一部相殺した金額で認識している。

注記19. その他の流動金融資産－2,678百万ユーロ

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,627	6,428	(3,801)
その他の流動金融資産		51	55	(4)
合計		**2,678**	**6,483**	**(3,805)**

「負債に含まれるその他の流動金融資産」の詳細については、注記19.1を参照されたい。
「その他の流動金融資産」は基本的に、主に利息に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに係る35百万ユーロ（2023年12月31日時点と変わらず）の流動未収金融収益、11百万ユーロ（2023年12月31日時点では5百万ユーロ）のデリバティブ・ポジションの結果に係る金融資産、及びクレジットラインの契約締結に要した費用に関連する6百万ユーロ（2023年12月31日時点と変わらず）の流動金融前払費用を指す。

19.1 負債に含まれるその他の流動金融資–2,627百万ユーロ

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
グループ会社への貸付資産:				
- 短期貸付資産（会社間当座預金）	31.1.1	2,161	5,934	(3,773)
- 短期金融		-	6	(6)
合計		**2,161**	**5,940**	**(3,779)**
他者への貸付資産:				
- その他の貸付資産		5	6	(1)
- 店頭デリバティブ証拠金取引の現金担保	31.1.1	461	482	(21)
合計		**466**	**488**	**(22)**
合計		**2,627**	**6,428**	**(3,801)**

注記20. その他の流動資産－1,181百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
税金資産	13	13	-
グループ会社からのその他の支払額	1,144	1,552	(408)
その他の支払額	24	16	8
合計	**1,181**	**1,581**	**(400)**

税金資産は13百万ユーロであり、基本的には、2011年、2012年、2013年及び2014年のエネル・エスピーエーとスペイン子会社間の取引で適用された移転価格の調整後に多国籍グループに課された二重課税を排除するために、イタリアとスペインの税務当局間で2021年に開始され、2022年に完了した合意手続き（MAP）に基づき、エネル・エスピーエーに支払われた2011年から2014年のIRES償還に係る税金資産8百万ユーロが含まれている。

グループ会社に対するその他の金額は、基本的に、子会社のEnel Iberia SRLU（300百万ユーロ）、Enel Américas SA（294百万ユーロ）及びEnel Chile SA（35百万ユーロ）が承認した中間配当金に対する債権、連結納税メカニズムに参加しているグループ会社に関する債権(507百万ユーロ）並びにグループVAT メカニズムに参加している会社に関するVAT 資産（8百万ユーロ）を認識している。
その他の支払額は24百万ユーロで、2023年比で8百万ユーロ増加した。

注記21. 現金及び現金同等物－2,121百万ユーロ

百万ユーロ			
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
銀行及び郵便貯金	2,121	1,122	999
合計	**2,121**	**1,122**	**999**

現金及び現金同等物は2,121百万ユーロとなり、2023年12月31日時点から999百万ユーロ増加した。主に、当期にグループ会社から受領した配当金の増加を反映している。
詳細については、事業報告書の「エネル・エスピーエーの業績及び財政状態」セクションの「キャッシュ・フロー」に関する注記を参照されたい。

負債及び株主持分

注記22．株主持分－36,386百万ユーロ

株主持分は36,386百万ユーロとなり、2023年12月31日時点から1,497百万ユーロ減少した。

この変動は主に以下の要因によるものである。

- 当期利益2,536百万ユーロ
- 2024年5月23日の株主総会で承認された2023年の配当残高1株当たり0.215ユーロ（総額2,186百万ユーロ）の分配、及び2024年11月6日の取締役会で承認され、2025年1月22日から支払われる2024年の中間配当（1株当たり0.215ユーロ、総額2,186百万ユーロ）の分配
- 永久ハイブリッド債の純増減592百万ユーロ
- 永久ハイブリッド債保有者に対する総額246百万ユーロの利札支払い

株式資本－10,167百万ユーロ

2024年12月31日現在、エネル・エスピーエーの全額払込済み株式資本は10,166,679,946ユーロであり、額面1.00ユーロの普通株式が同数含まれている。
株式資本は2023年12月31日現在の報告額と比較して変動はない。
2024年12月31日現在、株主名簿、CONSOB（イタリア国家証券委員会）に提出され1998年2月24日付け政令第58号第120条に従い当社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の資本金の3%を超える持分を有する株主は、経済財政省（23.585%の持分を保有）、及びBlackRock Inc.（資産運用目的で5.023%の持分を保有）である。

負の自己株式準備金－（78)百万ユーロ

2024年7月25日、当社取締役会は、2024年5月23日に開催された株主総会による承認を実施し、エネルの株式資本の約0.029%に相当する290万株の自社株買いプログラムの開始を承認した。
2024年9月16日に開始され、2024年11月8日に終了したこのプログラムは、イタリア民法典第2359条（2024LTI制度）に従い、エネル及び／又はその子会社の経営陣に対する2024年長期インセンティブ制度に対応するために導入されたもので、2024年5月23日のエネル株主総会でも承認された。

これらの取引の結果、合計2,900,000株のエネル株式が1株当たり7.0210ユーロの出来高加重平均価格で取得され、総額は20百万ユーロとなった。さらに、業績目標の達成に伴い、2020及び2021LTI制度の受益者に合計905,436株を7百万ユーロで付与した。
付与の結果、及び既に保有している自己株式を考慮すると、2024年12月31日現在、エネルは、長期インセンティブ制度（2021、2022、2023及び2024LTI制度）のために、株式資本の約0.1188%に相当する12,079,670株の自己株式を保有している。
イタリア民法第2357条の3第2項に従い、自己株式は配当の分配に算入しない。
詳細については注記35「株式報酬」を参照されたい。

永久ハイブリッド債－7,145百万ユーロ

永久ハイブリッド債は592百万ユーロ増加した。これは2024年2月に889百万ユーロ相当（取引費用控除後）を新規発行したことによるもので、2024年1月にハイブリッド債の残存部分を297百万ユーロで返済したことにより一部相殺されている。
2024年2月20日、エネル・エスピーエーは欧州市場において、機関投資家向けにユーロ建て、元本総額900百万ユーロの非転換劣後永久ハイブリッド債の発行を開始した。
この発行は、エネルが2024年12月31日までに1つ又は複数の非転換劣後ハイブリッド債を発行することを承認した2023年12月18日の取締役会決議に基づき実施された。
シングル・トランシェの非転換型劣後永久ハイブリッド債900百万ユーロには満期が設定されておらず、関連条項で規定されている通り、当社の清算（winding up又はliquidatio）が行われた場合にのみ償還期限が到来する。
証券はアイルランド証券取引所（ユーロネクスト・ダブリン）の規制市場に上場されている。
2024年中に、当社は永久ハイブリッド債保有者に対して246百万ユーロの利札を支払った。

その他の準備金－11,745百万ユーロ

株式プレミアム準備金－7,496百万ユーロ

株式プレミアム準備金は前年度と変わらない。

法定準備金－2,034百万ユーロ

株式資本の20.0%に相当する法定準備金は、前年度と比較して不変である。

法律292／1993に基づく準備金－2,215百万ユーロ

当該準備金には、当社が公営機関から株式会社に移行した際に行われた調整の残余部分が含まれる。
この準備金を分配する場合には、連結所得税法第47条に規定される資本準備金に対する課税上の取扱いが適用される。

その他の準備金－168百万ユーロ

その他の準備金には、イタリアの公的機関及びEU団体から新規工事関連法（1986年大統領令第917号第55条に基づく）の適用を受けて受領した助成金の50%を反映した資本助成金積立金関連分19百万ユーロが含まれ、納税猶予のメリットを享受するために持分に計上されている。
この項目には、2019-2024年長期インセンティブ制度の一環として当社及び子会社の経営陣に付与された株式要素の価値を認識するために設定された準備金22百万ユーロ、及び自己株式購入のために設定された利用不能準備金78百万ユーロも含まれる。
又、ストックオプション準備金として29百万ユーロ、その他の準備金として20百万ユーロが含まれている。

ヘッジ準備金－（147)百万ユーロ

2024年12月31日現在、この項目には、マイナス149百万ユーロ（プラスの税効果47百万ユーロ控除後）のヘッジ準備金及びプラス2百万ユーロ（税効果1百万ユーロ控除後）のヘッジ費用準備金が含まれている。

FVOCIで測定される金融資産に係る準備金-4百万ユーロ

2024年12月31日現在、FVOCIにおける金融資産の評価準備金は、Empresa Propietaria de la Red SAの1百万ユーロの公正価値測定を反映して4百万ユーロとなった。

数理計算上の準備金ー(25)百万ユーロ

2024年12月31日現在、数理計算上の準備金は25百万ユーロであった(6百万ユーロのプラスの税効果控除後)。IAS第19号「従業員給付」の新版では回廊アプローチが認められなくなったため、引当金には資本に直接認識される数理計算上の差異が含まれる。
下表は、2023年及び2024年におけるヘッジ準備金及び数理計算上の準備金の変動の内訳である。

百万ユーロ		当期に資本に認識された利益／(損失)	純損益への総振替	税金	その他の変動		当期に資本に認識された利益／(損失)	純損益への総振替	税金	その他の変動	
	2023年1月1日現在					2023年12月31日現在					2024年12月31日現在
ヘッジ準備金	(24)	(257)	207	17	(23)	(80)	2	(72)	22	(21)	(149)
ヘッジ費用準備金	(3)	-	-	-	-	(3)	7	(2)	-	-	2
FVOCIで測定される金融資産に係る準備金	2	1	-	-	-	3	1	-	-	-	4
数理計算上の準備金	(22)	(7)	-	2	-	(27)	2	-	-	-	(25)
株主持分で認識された利得／(損失)	**(47)**	**(263)**	**207**	**19**	**(23)**	**(107)**	**12**	**(74)**	**22**	**(21)**	**(168)**

利益剰余金ー6,995百万ユーロ

2024年度は、主に以下の理由により、1,597百万ユーロの減少を示した。

- 2023年5月23日の株主総会決議により、1,525百万ユーロの配当金残高の株主への分配と、2024年7月23日の基準日時点でポートフォリオに保有されている自己株式に関する未配当の配当金残高の一部を含む、合計5百万ユーロの残余利益の同準備金への配分が規定された。
- 2024年5月23日の株主総会決議に基づく2023年度の利益分配。非転換型劣後永久ハイブリッド債保有者に2023年度に利札として総額182百万ユーロを支払うことが決議された。
- 永久ハイブリッド債保有者に対する総額246百万ユーロの利札の支払い。
- 2020年及び2021年の長期インセンティブ(LTI)制度の受益者に対する自己株式の付与に伴う利用不能準備金の一部取り崩し(総額7百万ユーロ)。
- 2024LTI制度及び2023LTI制度の締結を目的とした自己株式の購入のために設定された21百万ユーロの特定利用不能準備金。
- 2025年1月21日の基準日に保有する自己株式に対する2024年中間配当金の回収を3百万ユーロ放棄。

当期利益－412百万ユーロ

2024年通期の利益は、2024年の1株あたり0.215ユーロの中間配当金（総額2,186百万ユーロ）を差し引き、412百万ユーロとなった。

下表は、分配のための準備金の利用可能性を示している。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	可能な用途	利用可能額	
資本金	10,167			
資本準備金：				
-株式プレミアム準備金	7,496	ABC	7,496	
-資本性金融商品 - 永久ハイブリッド債	7,145			
所得準備金：				
- 法定準備金	2,034	B		
- 負の自己株式準備金	(78)			
- 法律292/1993に基づく準備金	2,215	ABC	2,215	
- ヘッジ準備金	(147)			
- FVOCIで測定される金融資産に係る準備金	4			
- 資本補助金準備金	19	ABC	19	
- ストックオプション準備金	29	ABC	29	(1)(2)
- 数理計算上の準備金	(25)			
- 株式報酬準備金（LTI）	22			
- その他	98	ABC	20	
利益剰余金／（繰越損失）	6,995	ABC	6,995	
合計	**35,974**		**16,774**	
うち分配可能額			16,771	

A：増資
B：損失補填
C：株主への分配
(1) 失効したオプションについて
(2) 親会社が子会社の従業員に付与したオプションのうち、失効した3百万ユーロについては分配不能

未償却の創業費及び拡張費、研究開発費、又はイタリア民法典第2423条第4項に基づく脱退がないため、イタリア民法典第2426条第1項第5号に基づく準備金の分配に関する制限はない。

なお、過去3年間において、「利益剰余金」と称される準備金は1,525百万ユーロが株主への配当に使用されている。

22.1 配当金

下表は、2023年及び2024年に当社が支払った配当金である。

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2023年度の支払配当金		
2022年度の配当金	4,064	0.40
2023年度の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2023年度の支払配当金合計	**4,064**	**0.40**
2024年度の支払配当金		
2023年度の配当金	4,367	0.43
2024年度の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2024年度の支払配当金合計	**4,367**	**0.43**

(1) 2023年11月7日の取締役会で承認され2024年1月24日以降支払われた（1株当たり0.215ユーロで合計2,186百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2024年11月6日の取締役会で承認され2025年1月22日以降支払われた（1株当たり0.215ユーロで合計2,186百万ユーロの中間配当金）。

配当金は、それぞれの基準日に保有する自己株式に帰属する金額を控除して表示している。当社はこれらの株式に対する配当金の回収を放棄し、利益剰余金として認識した。
2024年度の配当金は、1株当たり0.47ユーロ、総額4,778百万ユーロ（うち1株当たり0.215ユーロ、総額2,186百万ユーロはすでに中間配当として支払われた）に相当し、2025年5月22日の株主総会に一括提案される。
これらの個別財務諸表には、2024年度のこの配当金分配の影響は反映されていない。ただし、2024年11月6日に取締役会により承認され、2025年1月21日の基準日時点で保有する自己株式12,079,670株に係る金額を控除して2025年1月22日以降に支払われる、潜在的な最大2,186百万ユーロの2024年中間配当金に係る株主に対する債務は例外である。
当年度中、当社は又、永久ハイブリッド債の保有者に総額246百万ユーロの利札を支払った。

22.2 資本管理

当社は、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当社は、株主において満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付けを維持することで、外部の資金調達源へのアクセスを確保できる適切な資本の維持を目指している。
当該観点から、当社は資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整していく。2024年度で、目的、方針、プロセスに実質的な変動はなかった。
当該目的で、当社は、自己資本に対する負債水準の推移を常に監視している。2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の状況は下表の通りである。

百万ユーロ			
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**増減**
非流動金融負債	(17,345)	(17,855)	510
正味流動金融負債	(2,229)	(2,261)	32
非流動金融資産及び長期有価証券	3	3	-
正味金融負債	**(19,571)**	**(20,113)**	**542**
株主持分	**36,386**	**37,883**	**(1,497)**
負債資本倍率	**(0.54)**	**(0.53)**	**(0.01)**

注記23. 借入－17,345百万ユーロ、567百万ユーロ、6,410百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
長期借入金	17,345	17,855	567	1,179
短期借入金	-	-	6,410	8,632

借入金の性質、認識及び分類の詳細については、注記31「金融商品」を参照のこと。

注記24. 従業員給付－112百万ユーロ

当社は従業員に対し、繰延報酬手当、付加月給、通知代用補償金、ロイヤルティ・ボーナス、付加年金制度、付加医療制度、FOPEN年金拠出金追加補償金、FOPEN年金拠出金損金算入限度額超過分、人事報奨制度など、さまざまな手当を支給している。
この項目には、確定給付制度に基づく退職後給付、及び従業員が法律、契約、又はその他の形態の従業員奨励制度に基づき権利を有するその他の長期給付をカバーするための未払金が含まれる。
これらの債務は、IAS第19号に従い、予測単位積増方式を用いて決定された。
下表は、確定給付債務の年度中の変動、並びに確定給付債務と2024年12月31日時点及び2023年12月31日時点で認識された債務との調整表である。

百万ユーロ	2024年度				2023年度			
	年金給付	**健康保険**	**その他の給付**	**合計**	**年金給付**	**健康保険**	**その他の給付**	**合計**
数理計算上の債務の増減								
1月1日時点の数理計算上の債務	**88**	**28**	**5**	**121**	**96**	**27**	**8**	**131**
当期の勤務費用	-	1	1	2	-	1	2	**3**
利息費用	3	1	-	4	3	1	-	**4**
財務上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	-	(1)	-	(1)	1	1	-	**2**
経験に基づく調整	1	(2)	-	(1)	5	-	-	**5**
過去勤務費用	-	-	-	-	-	-	-	**-**
その他の支払い	(15)	(2)	(1)	(18)	(17)	(2)	(1)	**(20)**
その他の変動	2	3	-	5	-	-	(4)	**(4)**
12月31日現在の数理計算上の債務	**79**	**28**	**5**	**112**	**88**	**28**	**5**	**121**

百万ユーロ		
	2024年度	2023年度
純損益に計上された(利得)／損失		
勤務費用	2	3
利息費用	4	4
合計	**6**	**7**

百万ユーロ		
	2024年度	2023年度
その他の包括利益(OCI)における再測定(利益)／損失		
確定給付制度に係る数理計算上の(利得)／損失	(2)	7
合計	**(2)**	**7**

2024年の従業員給付の当期勤務費用は6百万ユーロ（2023年は7百万ユーロ）。
従業員給付から生じる負債の計算に使用された主な年金数理上の前提条件は、前年度使用されたものと一致しており、以下の通りである。

	2024年度	2023年度
割引率	2.75%-3.20%	3.30%-3.40%
昇給率	2.00%-4.00%	2.30%-4.30%
医療費上昇率	3.00%	3.30%

下表は、確定給付債務の見積りに使用した数理計算上の前提条件を年度末時点で合理的に変更した場合に、確定給付債務に及ぼす影響を示す感応度分析である。

百万ユーロ

	割引率の0.5%上昇	割引率の0.5%低下	インフレ率の0.5%上昇	報酬の0.5%増	現在支給されている年金の0.5%増額	医療費の1%増	現役従業員と退職従業員の平均余命の1年延長
ヘルスケアプラン							
ASEM	(2)	2	(2)			4	30

注記25. リスク及び費用に係る引当金－29百万ユーロ

リスク及び費用に係る引当金は、法的手続き及びその他の紛争から発生する可能性のある潜在的債務を対象としており、当社にとって有利と予想される判決の影響や、合理的な確実性をもって費用を定量化できないものについては考慮していない。
引当金の残高を決定する際は、当年度の法廷判決及びその他の紛争解決から生じると予想される費用及び、過年度に発生したポジションに関する見積りの更新の両方を考慮する。
以下の表は、リスク及び費用に係る引当金の増減を示している。

		純損益に計上					
百万ユーロ		繰入	戻入	利用	その他の変動	合計	
	2023年12月31日現在						2024年12月31日現在
							うち1年以内
訴訟、その他のリスク及び費用に係る引当金							
- 訴訟	3	2	(1)	(2)	-	2	2
- その他	3	-	-	-	-	3	-
合計	6	2	(1)	(2)	-	5	2
早期退職優遇引当金	24	10	-	(11)	1	24	12
リスク及び費用に係る引当金合計	30	12	(1)	(13)	1	29	14

訴訟引当金の1百万ユーロの減少は主に、未解決の紛争に対する引当金の純損益への戻し入れを反映している。この引当金は、主に労働争議に関するものである。
当社が採用している早期退職優遇制度に係る引当金繰入額は、2023年度と比較して基本的に変更はない。

注記26. その他の非流動負債－17百万ユーロ

その他の非流動負債は17百万ユーロ（2023年12月31日の時点では20百万ユーロ）となった。このうち8百万ユーロは、エネル・エスピーエーがIRES目的の課税所得の計算においてIRAPの一部を控除しなかった結果、2004年から2011年にかけて追加で支払った法人税の払い戻しを申請（連結会社としての立場で提出）したことにより当初発生したグループ会社に対する債務である。子会社に関する負債は、非流動税金資産（注記16）の認識により均衡が保たれている。
この項目には、当社が採用した早期解雇報奨金制度に係る従業員に対する負債5百万ユーロ（2023年12月31日の時点では8百万ユーロ）、及び過年度に多数のヘッジ・デリバティブ・ポジションを設定した際に発生した前払手数料4百万ユーロ（2023年12月31日の時点では4百万ユーロ）に関する繰延収益の非流動部分も含まれ、これらはデリバティブ自体の全期間に対する償却計画に基づいて純損益に計上される。

注記27. 営業債務－132百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
営業債務:			
- 第三者によるもの	51	48	3
- グループ会社に対するもの	81	87	(6)
合計	**132**	**135**	**(3)**

営業債務には主に、サービスの提供及びその他の活動に対する支払債務が含まれる。
2024年12月31日現在の子会社に対する営業債務の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
子会社			
Endesa SA	-	1	(1)
Enel Brasil SA	1	-	1
Enel Global Services Srl	40	53	(13)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	7	5	2
Enel Grids Srl	6	6	-
Enel Iberia SRLU	4	5	(1)
Enel Innovation Hubs Srl	4	5	(1)
Enel Italia SpA	10	4	6
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
その他	5	6	(1)
合計	**81**	**87**	**(6)**

営業債務の地理的地域別内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
サプライヤー			
イタリア	121	121	-
EU	5	7	(2)
非EU欧州	5	1	4
その他	1	6	(5)
合計	**132**	**135**	**(3)**

注記28. その他の流動金融負債－178百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
繰延金融負債	169	213	(44)
その他の項目	9	13	(4)
合計	**178**	**226**	**(48)**

繰延金融負債は主に金融負債に係る未払利息からなり、その他の項目には、2024年12月31日現在で発生しているが翌年に決済される銀行及びグループ会社に対する債務、グループ会社に代わって締結した商品為替相場に係るヘッジ・デリバティブに係る金融費用などが含まれる。

注記29. 正味財政状態及び長期金融資産・有価証券－19,571百万ユーロ

下表は、財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態を示している。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
長期借入金	23	17,345	17,855	(510)
短期借入金	23	6,410	8,632	(2,222)
1年以内に返済予定の長期借入金	23	567	1,179	(612)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	3	3	-
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,627	6,428	(3,801)
現金及び現金同等物	21	2,121	1,122	999
合計		**19,571**	**20,113**	**(542)**

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の正味金融負債は、ESMAが2021年3月4日に発行したガイドライン39（2021年5月5日から適用）、及びCONSOBが2021年4月29日に発行した警告通知No.5/2021（CESR勧告及び2006年7月28日付通知No.DEM/6064293の正味財務状態に関する言及を差し替えたもの）に従って、以下に報告されている。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在		増減
		うち関連当事者取引		うち関連当事者取引	
流動性					
銀行及び郵便貯金	2,121		1,122		999
流動性資産	**2,121**		**1,122**		**999**
現金同等物	-		-		**-**
短期貸付資産	2,627		6,428		(3,801)
その他の流動金融資産	**2,627**	2,161	**6,428**	5,934	**(3,801)**
流動性	**4,748**		**7,550**		**(2,802)**
流動金融負債					
一年以内返済予定の銀行借入金	-		(1)		1
その他の短期借入金	(6,410)	(6,306)	(8,631)	(8,461)	2,221
流動金融負債(負債性金融商品を含む)	**(6,410)**		**(8,632)**		**2,222**
一年以内返済予定の長期銀行借入金	(567)		(1,179)		612
非流動金融負債(一年以内返済予定)	**(567)**		**(1,179)**		**612**
流動金融負債	**(6,977)**		**(9,811)**		**2,834**
正味流動金融負債	**(2,229)**		**(2,261)**		**32**
非流動金融負債					
長期銀行借入金	(1,000)		(1,316)		316
ノンバンク・ファイナンス(リース)	(2)		-		(2)
その他の長期借入金	(14,142)		(14,274)		132
非流動金融負債(一年以内返済予定及び負債性金融商品を除く)	**(15,144)**		**(15,590)**		**446**
社債	**(2,201)**		**(2,265)**		**64**
営業債務及びその他の重要な資金調達要素を有する無利子非流動負債	**-**		**-**		-
非流動金融負債	**(17,345)**		**(17,855)**		**510**
CONSOBの指針による純金融負債	**(19,574)**		**(20,116)**		**542**
長期貸付資産	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**
正味金融負債	**(19,571)**		**(20,113)**		**542**

この正味財政状態計算書には、デリバティブに係る金融資産及び金融負債は含まれていない。なぜなら、デリバティブ契約は、たとえヘッジ会計上のヘッジとして指定されていないとしても、いかなる場合においても、当社がヘッジ目的で締結しているからである。

2024年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書上、以下の科目の下に区分して表示されている。「非流動金融デリバティブ資産」179百万ユーロ(2023年12月31日現在261百万ユーロ)、「流動金融デリバティブ資産」107百万ユーロ(2023年12月31日現在76百万ユーロ)、「非流動金融デリバティブ負債」は581百万ユーロ(2023年12月31日現在620百万ユーロ)、「流動金融デリバティブ負債」は102百万ユーロ(2023年12月31日現在106百万ユーロ)。

注記30. その他の流動負債－3,508百万ユーロ

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
税金負債	730	1,320	(590)
グループ会社への未払額	550	825	(275)
従業員、レクリエーション／援助協会への未払額	22	23	(1)
社会保障機構への未払額	12	10	2
保証金及び弁済のための顧客からの預り金	1	2	(1)
その他	2,193	2,215	(22)
合計	**3,508**	**4,395**	**(887)**

税金負債は730百万ユーロで、国内連結納税メカニズムに参加している企業の法人所得税（IRES）に係る税務当局への納付予定額562百万ユーロ（2023年12月31日現在1,239百万ユーロ）、エネルVAT グループに参加している企業の2024年第4四半期のグループVATに係る負債161百万ユーロ、及び給与所得者の源泉徴収に係る負債5百万ユーロが含まれる。
グループ会社に対する未払額は550百万ユーロであった。その内訳は、連結納税制度に基づくIRES負債に係る未払金405百万ユーロ（2023年12月31日現在523百万ユーロ）及びグループVAT に係る未払金114百万ユーロ（2023年12月31日現在301百万ユーロ）である。
「その他」の項目は2,193百万ユーロで、主に、株主への配当金支払債務が2,184百万ユーロ含まれており、これは2024年度の中間配当金支払債務に相当し、2025年1月21日の基準日に保有する自己株式分を差し引いたものである。

注記31. 金融商品

31.1 カテゴリー別金融資産

下表は、IFRS第9号でによって定められた金融資産の各カテゴリーの帳簿価額を、流動金融資産及び非流動金融資産を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
	注記				
償却原価で測定される金融資産	31.1.1	**3**	**3**	**5,587**	**8,145**
FVOCIで測定される金融資産					
その他の会社への株主持分投資	31.1.2	9	8	-	-
FVOCIで測定される金融資産合計		**9**	**8**	**-**	**-**
FVTPLで測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	33	128	122	69	76
FVTPLで測定される金融資産合計		**128**	**122**	**69**	**76**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	51	139	39	-
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		**51**	**139**	**39**	**-**
合計		**191**	**272**	**5,695**	**8,221**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類の詳細については、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

公正価値測定の詳細については、注記31.1.2「その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産（FVOCI）」を参照のこと。

31.1.1 償却原価で測定される金融資産

下表は、金融資産の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融資産と固定金融資産に分けて示している。

百万ユーロ		非流動			流動	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
	注記			注記		
現金及び現金同等物		**-**	**-**	21	**2,121**	**1,122**
営業債権		**-**	**-**	17	**197**	**167**
グループ会社からの貸付資産						
企業間当座預金の貸付資産		-	-	19.1	2,161	5,934
その他の金融資産		-	-		2	15
グループ会社からの金融資産合計		**-**	**-**		**2,163**	**5,949**
他者からの貸付資産						
店頭デリバティブ取引に係る証拠金契約の担保金		-	-	19.1	461	482
その他の金融資産	15.1	3	3		12	10
他者からの金融資産合計		**3**	**3**		**473**	**492**
その他の金融資産		**-**	**-**		**633**	**415**
合計		**3**	**3**		**5,587**	**8,145**

2023年と比較した主な変動は以下の通り。

- 現金及び現金同等物は、主にグループ会社からの当期中の受取配当金の増加を反映し、999百万ユーロ増加。
- グループ会社からの貸付資産が3,786百万ユーロ減少。これは、グループ会社との間で保有する会社間当座預金の貸付資産の減少（3,773百万ユーロ）、並びにEnel Italia SpA及びEnel Global Trading SpAからのその他金融資産（13百万ユーロ）の減少を反映している。
- デリバティブ取引のカウンターパーティーに支払う現金担保が21百万ユーロ減少。
- その他の金融資産が218百万ユーロ増加。これは、子会社が承認し2024年12月31日現在も未払いとなっている配当金の増加を反映している。

償却原価で測定される金融資産の減損損失

2024年12月31日現在、償却原価で測定される金融資産は5,590百万ユーロで、予想信用損失引当金28百万ユーロ（2023年12月31日現在26百万ユーロ）を差し引いて認識される。

当社は、減損テストの対象となる償却原価で測定される金融資産として主に以下の種類の金融資産を保有している。

- 現金及び現金同等物
- 営業債権
- 貸付資産
- その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

予想信用損失（ECL）は、デフォルト確率（PD）、デフォルト損失（LGD）、及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を使用して決定され、契約に従って支払われるすべての契約上のキャッシュ フローと、当初の実効金利（EIR）で割り引いて受け取る（すなわち不足分の全額）と予想されるすべてのキャッシュ フロー額である。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増加の評価は以下の通り実施することができる。

＞ 債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定されたすべての債権については、個別ベース。

＞ 合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース。

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例えば、キャッシュ・フローに対する権利が法的又は契約的に消滅、移転又は失効）。

下表は、償却原価で測定される金融資産の種類ごとの予想損失を示している。

百万ユーロ						
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	2,121	-	2,121	1,122	-	1,122
営業債権	220	23	197	188	21	167
グループ会社からの貸付資産	2,163	-	2,163	5,949	-	5,949
他者からの貸付資産	481	5	476	497	5	492
その他の受取債権	633	-	633	418	-	418
合計	**5,618**	**28**	**5,590**	**8,174**	**26**	**8,148**

予想信用損失を測定するため、当社は個別ベース及び一括ベースの両方で、簡便法を用いて営業債権及び契約資産を評価する。

個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。

それ以外の一括評価の場合、営業債権は、デフォルトの特定の定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞状況に関する情報に基づきグループ化される。

当社では、主に180日間の延滞を一つのデフォルト状態として定義する。したがって、この期間の経過後、営業債権には信用の毀損が生じたと推定される。

下表は、金融資産及び営業債権に係る予想信用損失引当金の変動を示している。

百万ユーロ	予想信用損失引当金					
	金融資産			営業債権		
	個別	一括	合計	個別	一括	合計
2023年1月1日 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**
減損損失	-	-	-	-	17	**17**
利用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	(2)	**(2)**
2023年12月31日現在合計 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**
減損損失	-	-	-	-	2	2
利用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2024年12月31日現在合計 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**23**	**23**

31.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値(FVOCI)で測定される金融資産

このカテゴリーには主に、当初認識時に取消不能の形で指定された非上場会社に対する持分投資が含まれる。

9百万ユーロ相当の他社への出資は、基本的にエネル・エスピーエーがEmpresa Propietaria de la Red SAに保有する出資によるものである。

2024年12月31日現在、持分投資の公正価値は、割引キャッシュ・フロー法を用いたインカム・アプローチによる独立した評価に基づいて算定された。

31.1.3 純損益を通じて公正価値(FVTPL)で測定される金融資産

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務をヘッジするために使用される流動及び非流動デリバティブのみが含まれる。詳細は注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」を参照されたい。

31.2 カテゴリー別金融負債

下表は、IFRS第9号によって定められた金融負債の各カテゴリーの帳簿価額を流動金融負債及び非流動金融負債を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
	注記				
償却原価で測定される金融負債	31.2.1	**17,345**	**17,855**	**9,302**	**12,143**
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	33	129	122	102	106
合計		**129**	**122**	**102**	**106**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	452	498	-	-
合計		**452**	**498**	**-**	**-**
合計		**17,926**	**18,475**	**9,404**	**12,249**

流動及び非流動のデリバティブ金融負債の認識及び分類の詳細については、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照のこと。

31.2.1 償却原価で測定される金融負債

下表は、金融負債の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融負債と非流動金融負債に分けて示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**注記**	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
長期借入金	23	17,345	17,855		567	1,179
短期借入金		-	-	23	6,410	8,632
営業債務		-	-	27	132	135
その他の流動金融負債		-	-	30	2,193	2,197
合計		**17,345**	**17,855**		**9,302**	**12,143**

その他の流動金融負債は、基本的に株主への配当金支払債務2,184百万ユーロが含まれており、これは2024年度の中間配当金支払債務に相当し、2025年1月22日の基準日に保有する自己株式分を差し引いたものである。

借入金

長期借入金（12か月以内に返済期限が到来する部分を含む）－17,912百万ユーロ

長期借入金は、ユーロ建て及びその他の通貨建ての社債、銀行借入、グループ会社からの借入金を指し、12か月以内に返済期限が到来する部分（567百万ユーロ相当）を含め、2024年12月31日時点で17,912百万ユーロに達している。

下表は、12か月以内に返済期限が到来する部分を含む、2024年12月31日現在の長期借入金の額面価額、帳簿価額及び公正価値を、借入金の種類及び金利の種類別に分類したものである。上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場の負債性金融商品については、各金融商品のカテゴリーに適した評価技法と、当グループの信用スプレッドを含む報告日の関連市場データを用いて公正価値を決定する。

			支払期限					支払期限12			
	額面	帳簿	12か月	支払期限	公正	額面	帳簿	か月	支払期限12	公正	帳簿
百万ユーロ	価額	価額	以内	12か月超	価値	価額	価額	以内	か月超	価値	価額
	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在					増減
社債											
- 固定金利	1,729	1,717	-	1,717	1,798	2,446	2,433	749	1,684	2,563	(716)
- 変動金利	581	581	97	484	575	678	678	97	581	690	(97)
合計	**2,310**	**2,298**	**97**	**2,201**	**2,373**	**3,124**	**3,111**	**846**	**2,265**	**3,253**	**(813)**
銀行借入金											
- 変動金利	1,337	1,337	337	1,000	1,354	1,516	1,516	200	1,316	1,545	(179)
合計	**1,337**	**1,337**	**337**	**1,000**	**1,354**	**1,516**	**1,516**	**200**	**1,316**	**1,545**	**(179)**
ノンバンクによる融資											
- 固定金利リース	3	3	1	2	3	1	1	1	-	1	2
合計	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**2**
グループ会社からの借入金											
- 固定金利	11,813	11,813	86	11,727	10,517	11,899	11,899	86	11,813	10,343	(86)
- 変動金利	2,461	2,461	46	2,415	2,485	2,507	2,507	46	2,461	2,546	(46)
合計	**14,274**	**14,274**	**132**	**14,142**	**13,002**	**14,406**	**14,406**	**132**	**14,274**	**12,889**	**(132)**
固定金利借入金合計	**13,545**	**13,533**	**87**	**13,446**	**12,318**	**14,346**	**14,333**	**836**	**13,497**	**12,907**	**(800)**
変動金利借入金合計	**4,379**	**4,379**	**480**	**3,899**	**4,414**	**4,701**	**4,701**	**343**	**4,358**	**4,781**	**(322)**
合計	**17,924**	**17,912**	**567**	**17,345**	**16,732**	**19,047**	**19,034**	**1,179**	**17,855**	**17,688**	**(1,122)**

借入金の満期分析については注記32「リスク管理」を、公正価値測定のインプットについては注記34「公正価値測定」を参照されたい。
下表は、通貨別及び金利別の長期借入金である。

通貨・金利別長期借入金

				当期の名目平均	当期の
百万ユーロ	帳簿価額		額面価額	金利	実効金利
	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2024年12月31日現在		
ユーロ	**18,047**	**16,871**	**16,873**	**2.2%**	**2.2%**
米ドル	316	337	337	5.4%	5.4%
英ポンド	671	704	714	5.7%	5.9%
ユーロ以外の通貨合計	**987**	**1,041**	**1,051**		
合計	**19,034**	**17,912**	**17,924**		

下表は、長期債務の名目価額の変動を報告している。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規借入	その他	為替換算差額	額面価額
	2023年12月31日現在					2024年12月31日現在
社債	3,124	(847)	-	-	33	2,310
銀行借入金	1,516	(200)	-	-	21	1,337
ノンバンクによる融資	1	(2)	4	-	-	3
グループ会社からの借入金	14,406	(132)	-	-	-	14,274
合計	19,047	(1,181)	4	-	54	17,924

2023年12月31日と比較すると、長期債務の名目価値は、1,123百万ユーロの減少を示している。これは、1,181百万ユーロの返済が4百万ユーロ相当のリースの新規発行を大きく上回ったこと、及び54百万ユーロ相当の為替差損に起因する。847百万ユーロ相当の社債の返済は、主に5月に全額返済された750百万ユーロの固定利付債に関するものである。

2024年には新たな借入金は発行されていない。

当社の主な長期金融負債は、国際的な商慣行において一般的に採用されているコベナンツによって管理されている。これらの借入金は主に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（MTN）プログラムの枠組みで実行された社債発行、非転換型劣後永久ハイブリッド債の発行、2021年3月6日に当社とEnel Finance International NVが銀行プールから取得した135億ユーロを上限とするリボルビング・ファシリティ契約（2022年5月11日及び2024年3月6日に修正）（以下、「リボルビング・ファシリティ契約」）、2020年10月15日に当社が銀行プールから取得した10億ユーロを上限とするサステナビリティ連動ローンファシリティ契約、2023年11月8日にUniCredit SpAがエネル・エスピーエーに供与したローン、2021年10月5日に当社がBank of America Europe Designated Activity Companyから取得した348,750,000ドル（契約日時点では300百万ユーロ相当）のファシリティ契約、並びに2022年9月30日に借り手であるEnel Finance America LLC（EFA）と当社（保証人）がEKFデンマーク輸出信用基金（EKF）及びCitiとの間で締結した総額800百万ドルを上限とするサステナビリティ連動融資契約（以下「EKFファシリティ」）である。[3]

当社及びEnel Finance International NVのグローバル/ユーロMTNプログラムの枠組みの中で実施される債券発行（これには当社が保証するEnel Finance International NVのグリーンボンドが含まれており、グループのいわゆる適格グリーンプロジェクトの資金調達に使用されている）に関する主なコベナンツと、Enel Finance International NVが米国市場で発行した債券に関するコベナンツは、以下のように要約することができる。

- 同一債務負担が当該債券に均等又は比例按分により提供されない限り、発行者及び保証人又は一部に抵当権、先取特権、又はその他の債務を設定したり維持したりすることができない、担保提供制限条項
- 社債及び付随する証券が、発行者及び保証人の直接、無条件、無担保の債務を構成し、それらの間で優先権なく発行された下で、発行者及び保証人の現在及び将来の、他の劣後無担保債券と、少なくとも同じ優先順位を持つことを定める、パリパス条項
- 発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えた）に関する債務不履行事由の発生の下で、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定める、クロス・デフォルト条項

2019年以来、Enel Finance International NVは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）の達成に向けて、欧州市場（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）債券発行プログラムの一環として）及び米国市場において、エネル・エスピーエーの保証を受けた「持続可能な」債券を多数発行してきた。さらに、Enel Finance America LLCは、エネル・エスピーエーが保証する同種のサステナビリティ連動債をアメリカ市場で保有している。
当社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含むエネル・エスピーエーのハイブリッド債に係る主なコベナンツは以下の通りである。

3 組織再編後、EKFは2023年にデンマーク輸出投資基金（EIFO）に統合された。

> 劣後条項。各ハイブリッド債は、発行体の他のすべての債券に劣後し、発行された他のハイブリッド金融商品と同じ優先順位を有し、資本性金融商品よりも高い優先順位を有する。
> 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。

エネル・エスピーエーが締結したリボルビング・ファシリティ契約及びその他のローン契約の主なコベナンツは実質的に類似しており、以下のように要約できる。[4]

> 当該条項では、借り手及び場合によっては重要な子会社は、特定の金融負債を担保するために、それぞれの資産の全部又は一部に抵当権、先取特権、その他の担保権を設定することができない、担保提供制限条項
> 明示的に許可された処分を除き、債務者及び場合によってはエネルの子会社は、その資産又は事業の重要な部分を処分することができない、処分条項
> 債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる、パリパス条項。
> (i)エネルの経営権がイタリア国以外の1つ又は複数の当事者に取得された場合、又は(ii)エネル又はその子会社がグループの資産の大部分をグループ外の当事者に譲渡し、グループの財務的信頼性が著しく損なわれた場合に発動される支配権変更条項。2つの状況のいずれかが発生した場合、(A)融資条件の再交渉、又は(b)借り手による融資の強制繰り上げ返済が生じる可能性がある。
> 発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えたもの）に関する債務不履行事由が発生した場合に、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定めるものである、クロス・デフォルト条項。

考慮された全ての借入金では、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止といった国際的な商慣行に典型的な債務不履行事由を特定している。

現在までのところ、上記のどの条項も発動されていない。

最後に、エネル・エスピーエーは、ローン契約に関連するコミットメントに関連して、多数のグループ会社のために一定の保証を発行したことに留意すべきである。これらの保証及び関連するローン契約には、国際的なビジネス慣行として一般的な、保証人であるエネル・エスピーエーが負担する一定の条項及び債務不履行事由が含まれている。

ヘッジ後の債務構造

下表は、為替リスクのヘッジが長期債務総額（向こう12か月以内に満期を迎える部分を含む）に及ぼす影響を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在				
	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構造	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構造
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	16,871	16,873	94.1%	1,051	17,924	18,047	18,050	94.77%	997	19,047
米ドル	337	337	1.9%	(337)	-	316	316	1.66%	(316)	-
英ポンド	704	714	4.0%	(714)	-	671	681	3.58%	(681)	-
合計	**17,912**	**17,924**		**-**	**17,924**	**19,034**	**19,047**	**100.0%**	**-**	**19,047**

下表は、報告日現在の長期借入債務総額に対する金利リスク・ヘッジの効果を示している。

4 EKFのクレジットラインには「風評被害」条項が設けられており、この条項の下で、EKFは、一定の規制に対する重大な違反の結果として、EKF自身またはデンマーク国家の風評被害を被ったことが確認された場合には、EKFが引き受けた資金コミットメントの取り消し及び実行済融資の早期返済を要求することができる。また、特定の環境的・社会的規制および基準の遵守を確保するという保証人のコミットメントも規定している。

%	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
変動金利	24.0	17.0	25.0	18.0
固定金利	76.0	83.0	75.0	82.0
合計	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

短期借入金–6,410百万ユーロ

下表は、2024年12月31日現在の短期借入金を種類別に示したものである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
第三者からの借入金			
銀行借入（普通預金）	-	1	(1)
店頭デリバティブのCSAに対する現金担保の受取額	104	169	(65)
合計	**104**	**170**	**(66)**
グループ取引先からの借入金			
グループ会社からの短期借入金（会社間当座預金）	3,306	3,962	(656)
グループ会社からのその他の短期借入金	3,000	4,500	(1,500)
合計	**6,306**	**8,462**	**(2,156)**
合計	**6,410**	**8,632**	**(2,222)**

なお、割引の影響は軽微であるため、現在の借入金の公正価値は帳簿価額と同額である。

31.2.2 純損益を通じて公正価値（FVTPL）で測定される金融負債

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに関連する流動及び非流動デリバティブ金融負債のみが含まれる。詳細は注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」に記載されている。

31.2.3 純利得／（損失）

下表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー別の純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	純利得／（損失）		うち減損損失／利得
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	517	444	-
償却原価で測定される金融負債	(915)	(846)	-

デリバティブによる純利得及び損失に関する詳細は、注記7「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照のこと。

注記32. リスク管理

財務リスク

事業の一環として、当社は多種の金融リスク、特に金利リスク、為替リスク、信用リスク、取引先リスク、流動性リスク等の様々な財務リスクに晒されている。
エネル･エスピーエーは、社内委員会、専用方針、営業制限からなる財務リスク管理システムを採用している。その目的は、予期せぬ業績の変動を防ぐために財務リスクを適切に軽減することであり、その一方で、発生する可能性のある機会を捉える可能性を排除することではない。

金利リスク及び為替リスク

事業持株会社としての業務の一環として、エネル･エスピーエーは様々な市場リスク、特に金利と為替レートの変動リスクに晒されている。
金利リスクと為替リスクは、主に金融商品の存在によって生じる。
当社が保有する主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ取引、デリバティブ取引の現金担保及び営業債務が含まれる。これらの金融商品の主な目的は、会社の運営資金を調達することである。
当社が保有する主な金融資産には、貸付資産、デリバティブ、デリバティブ契約の担保として提供された現金預金、現金及び現金同等物、短期預金、ならびに営業債権が含まれる。詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。
金利リスク及び為替リスクに対するエクスポージャーの源泉は、前年度から変化していない。
親会社であるエネル･エスピーエーは、財務管理機能の一部と、金利及び為替レートに係る金融デリバティブ契約に関する金融市場へのアクセスを一元化している。この活動の一環として、エネル･エスピーエーはグループ各社と市場との仲介役を務め、相当なポジションを取るが、エネル･エスピーエーが上記のリスクに晒されることはない。
2024年、当グループはEMIR（規則（EU）No.648/2012）に基づき設定されたすべての資産クラスの清算基準値を下回り、清算義務の対象とならない非金融取引当事者としての分類を維持した。
2024年12月31日現在の金融デリバティブ商品の取引高は以下の通りである。また、各クラスの金融デリバティブ商品の想定元本は以下の通りである。
デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ･フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定金額に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。
ここに報告されているデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を表すものではないため、当社の信用リスク･エクスポージャーを示す尺度ではない。

金利リスク

金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の公正価値又は将来キャッシュ･フローが変動するリスクのことである。
当社の金利リスクは、変動金利の金融負債に対する利払いに関連するフローの変化、新たな負債性金融商品の交渉における財務条件の変化、又は一般的に固定金利の負債性金融商品である公正価値で測定される金融資産/負債の価値の不利な変化として顕在化する。
金利リスクは、金利変動に晒される負債額を減らし、資金コストを抑制して業績の変動を抑えるという2つの目標に基づいて管理されている。
この目的は、契約の種類別、満期別、金利別に金融負債のポートフォリオを戦略的に分散し、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを利用した特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて達成される。
未履行契約の想定元本は以下の通りである。

百万ユーロ	想定元本	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	6,726	5,652
合計	**6,726**	**5,652**

このようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの対応する変動によって相殺される。
金利スワップは通常、変動金利の金利フローを固定金利の金利フローと定期的に交換するもので、いずれも想定元本を基に計算される。

当年度末における想定元本は6,726百万ユーロ(2023年12月31日現在5,652百万ユーロ)であり、うち1,490百万ユーロは当社持分の債務のヘッジ、5,236百万ユーロはグループ会社の債務のヘッジであり、これらは想定元本と同額を市場で仲介している。想定元本全体の増加は主に以下の要因によるものである。

- e-distribuzioneに代わって総額1,677百万ユーロの新規金利スワップ取引を行った。
- 473百万ユーロの金利スワップが満期に達し、償却の結果減少した。
- ペルーにおける発電資産の売却に伴い、Enel Generación Perúに代わって締結した130百万ユーロの金利スワップが早期終了した。

金利デリバティブの詳細は、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
金利リスク・ヘッジを行っていない変動金利借入残高は、市場金利が上昇した場合に純損益に悪影響を及ぼす（借入コストを増加させる）主なリスク要因である。
2024年12月31日現在、長期金融負債総額の24%が変動金利（2023年12月31日現在で25%）である。IFRS第9号に従って有効とみなされる金利のヘッジを考慮すると、2024年12月31日時点で、長期金融負債総額の83%がヘッジされている(2023年12月31日現在82%、)。ヘッジ会計の対象とならない運用上のヘッジとして扱われるデリバティブを含めても、比率は基本的に変わらない。

金利リスクの感応度分析

当社は、金利変動が金融商品のポートフォリオに与える影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。
これらのシナリオは、報告日時点のイールドカーブにおける上方及び下方の並行シミュレーションによって入手される。
感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。
他のすべての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

百万ユーロ

		2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
		純損益への税引前影響		株主持分への税引前影響		純損益への税引前影響		株主持分への税引前影響	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
外貨建て変動金利長期債務総額に係る金融費用の増減	25	7.7	(7.7)	-	-	8.5	(8.5)	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	3.4	(3.4)	-	-	4.5	(4.5)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動	25								
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	5.9	(5.9)	-	-	9.2	(9.2)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

為替リスク

為替リスクとは、為替レートの変動により金融商品の公正価値又は将来のキャッシュ・フローが変動するリスクを意味する。
エネル・エスピーエーにとって、為替リスクの主な原因は、ユーロ以外の通貨建て金融商品、主として外貨建債券の存在である。
為替リスクへのエクスポージャーは前年度から変化していない。
詳細は注記31「金融商品」を参照のこと。
為替レートの変動に対するエクスポージャーを最小限に抑えるため、当社は通常、通貨先渡や通貨間金利スワップなど、さまざまな店頭デリバティブを利用している。このような契約の期間は、基礎となるエクスポージャーの満期を超えない。
通貨先渡は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（行使レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。このような契約では、2つの元本金額の実際の交換が求められる場合（デリバラブル・フォワード）、又は行使レートと満期時の実勢レートの差金の支払が求められる場合（ノンデリバラブル・フォワード）がある。
通貨間金利スワップは、外貨建ての固定金利又は変動金利の長期負債をユーロ建ての同等の変動金利又は固定金利の負債に変換するために使用される。これらの金融商品は、想定元本が異なる通貨建てであることに加え、定期的なキャッシュ・フローの交換と最終的な元本の交換の両方を提供するという点で、金利スワップとは異なる。

下表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の未決済取引の想定元本をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
為替デリバティブ		
通貨先渡：	3,888	6,129
- 商品の為替リスク・ヘッジ	2,912	4,849
- 将来キャッシュ・フローのヘッジ	856	773
-その他の通貨先渡	120	507
通貨間金利スワップ	2,050	1,969
合計	**5,938**	**8,098**

具体的には以下を含む。

- 想定元本総額2,912百万ユーロの通貨先渡契約。うち1,456百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品の購入に関連する為替リスクをヘッジするためのもので、市場とのマッチング取引が行われている。
- 想定元本856百万ユーロの通貨先渡契約は、ユーロ以外の通貨で予想されるその他のキャッシュ・フローに関連する為替リスクをヘッジするためのもので、うち592百万ユーロは市場取引によるものである。
- 想定元本120百万ユーロの通貨先渡契約、うち59百万ユーロは、ユーロ以外の通貨建ての太陽光発電パネル建設用原材料及び半製品の取得契約の為替リスクをヘッジするためのもので、市場取引によるものである。
- 想定元本2,050百万ユーロの通貨間金利スワップは、エネル・エスピーエー又はその他のグループ会社のユーロ以外の通貨建債務の為替リスクをヘッジするためのものである。

詳細は注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

グループの債務を分析すると、長期債務総額の5.9%がユーロ以外の通貨建てであることがわかる。
為替ヘッジ及び当社の表示通貨又は機能通貨で表示されている外貨建債務の一部を考慮し、債務は通貨間金利スワップを使用して完全にヘッジされている。

為替リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。
当該シナリオは、報告日現在で観察された価値と比較した、全ての通貨に対するユーロの上昇/下落のシミュレーションを行うことで得られる。
感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。

他のすべての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

百万ユーロ

		2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
		純損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響		純損益への税引前影響		株主持分への税引前影響	
	為替レート	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安
ヘッジ後の外貨建て変動金利長期債務総額に係る金融費用の増減	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	29.7	(36.2)	-	-	10.1	(12.3)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動	10%					-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(108.0)	132.0	-	-	(108.2)	132.2
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

信用リスク及び取引先リスク

信用リスクとは、金融取引における取引相手の信用度が悪化し、債権者の立場に不利な影響を及ぼす可能性のことである。当社は、デリバティブ取引、銀行及び金融機関への預金、外国為替取引及びその他の金融商品を含む金融活動から生じる信用リスクに晒されている。

当社の金融信用リスク管理は、市場及び社内評価に基づいて、信用度の高いイタリア及び国際的な大手金融機関の中から取引先を選択し、その中でエクスポージャーを分散させることに基づいている。信用エクスポージャー及び関連する信用リスクは、当グループのリスクを管理するためのガバナンス・ルールに定められている方針及び手続きに基づき、リスクの監視を担当する部署が定期的に監視されており、また、削減可能な措置が迅速に特定されるように設計されている。

この一般的な枠組みの中で、エネル・エスピーエーは、業務を行っている主要な金融機関と、現金担保の交換を求める証拠金契約を締結し、信用リスクへのエクスポージャーを大幅に軽減している。

貸付資産

百万ユーロ

ステージ	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率(PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
			2024年12月31日現在		
正常債権	12か月ECL	0.19%	2,644	5	2,639
懸念債権	ライフタイムECL		-	-	-
破綻債権			-	-	-
合計			**2,644**	**5**	**2,639**

営業債権及びその他の金融資産：一括評価

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	平均損失率(PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
営業債権				
支払期限前営業債権		125	-	125
支払期限経過営業債権：				
- 1～180日	0.59%	17	-	17
- 180日超(信用減損)	29.29%	78	23	55
営業債権合計		**220**	**23**	**197**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産		633	-	633
その他の延滞金融資産		-	-	-
その他の金融資産合計		**633**	**-**	**633**
合計		**853**	**23**	**830**

流動性リスク

流動性リスクとは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を履行することが困難になるリスクである。

流動性リスク管理方針の目的は以下の通りである。

＞ 当社の適切な流動性を確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。

＞ 満期プロファイルと資金調達源の面でバランスの取れた負債構造を維持する。

短期的には、現金及び短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資源の適切な水準の維持により流動性リスクは軽減される。

長期的には、バランスのとれた満期プロファイルを維持し、金融商品、市場／通貨、カウンターパーティーの観点から資金調達源を多様化することにより、流動性リスクを軽減する。

2024年12月31日現在、エネル・エスピーエーは合計2,121百万ユーロの現金又は現金同等物（2023年12月31日現在1,122百万ユーロ）、及び8,250百万ユーロのコミットメントラインを有しており、その全額が1年超で満期となる（2023年12月31日現在から変更なし）。

満期分析

下表は、当社の長期借入債務の満期プロファイルをまとめたものである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月～1年	1～2年	2～5年	5年以上
社債					
- 固定金利	-	-	-	849	868
- 変動金利	-	97	97	247	140
合計	**-**	**97**	**97**	**1,096**	**1,008**
銀行借入金					
- 変動金利	-	337	1,000	-	-
合計	**-**	**337**	**1,000**	**-**	**-**
ノンバンクによる融資					
- 固定金利リース	-	1	1	1	-
合計	**-**	**1**	**1**	**1**	**-**
グループ会社からの借入金	**-**	**-**	**-**	-	-
- 固定金利	43	43	86	687	10,954
- 変動金利	23	23	2,046	369	-
合計	**66**	**66**	**2,132**	**1,056**	**10,954**
合計	**66**	**501**	**3,230**	**2,153**	**11,962**

金融資産と金融負債との相殺

下表は、金融資産と金融負債の純額を報告している。より具体的には、当社は資産と負債を相殺する予定がないため、個別財務諸表にはデリバティブのネッティング取決めがないことを示している。現行の市場規制が想定している通り、またデリバティブを含む取引を保証するため、エネル･エスピーエーは大手金融機関と現金担保の交換を求める証拠金契約を締結しており、その内訳は表の通りである。

百万ユーロ　　2024年12月31日現在

	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				財務諸表で相殺されない関連金額		
				(d)(i)、(d)(ii)	(d)(iii)	
	認識された金融資産／(負債)総額	財政状態計算書において相殺された認識金融資産／(負債)総額	財政状態計算書に表示されている金融資産／(負債)の純額	金融商品	現金担保で保証された金融資産／(負債)の正味部分	金融資産／(負債)純額
金融資産						
デリバティブ資産:						
-金利リスク	87		87		(59)	28
-為替リスク	199		199		(139)	60
デリバティブ資産合計	**286**	**-**	**286**	**-**	**(198)**	**88**
金融資産合計	**286**	**-**	**286**	**-**	**(198)**	**88**
金融負債						
デリバティブ負債:						
-金利リスク	(156)		(156)		124	(32)
-為替リスク	(527)		(527)		431	(96)
デリバティブ負債合計	**(683)**	**-**	**(683)**	**-**	**555**	**(128)**
金融負債合計	**(683)**	**-**	**(683)**	**-**	**555**	**(128)**
金融資産／(負債)の純額	**(397)**	**-**	**(397)**	**-**	**357**	**(40)**

前へ　次へ

注記33. デリバティブ及びヘッジ会計

下表は、デリバティブ金融資産及び負債の想定元本及び公正価値を、ヘッジ関係の種類別及びヘッジ対象リスク別に、流動デリバティブ金融資産及び負債と非流動デリバティブ金融資産及び負債に分けて報告している。
デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。この金額は、値又は量（トンの例では、想定金額に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv（WMR)社提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
	2024年12月31日	2023年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日	増減	2024年12月31日	2023年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日	増減
デリバティブ資産	現在	現在	現在	現在		現在	現在	現在	現在	
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ：										
-金利リスク	500	1,000	4	21	(17)	500	-	1	-	1
-為替リスク	665	950	47	118	(71)	337	-	37	-	37
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,165**	**1,950**	**51**	**139**	**(88)**	**837**	**-**	**38**	**-**	**38**
FVTPLで測定されるデリバティブ：										
-金利リスク	2,618	2,073	82	85	(3)	-	8	-	-	-
-為替リスク	383	281	46	37	9	1,535	2,961	69	76	(7)
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**3,001**	**2,354**	**128**	**122**	**6**	**1,535**	**2,969**	**69**	**76**	**(7)**
デリバティブ資産合計	**4,166**	**4,304**	**179**	**261**	**(82)**	**2,372**	**2,969**	**107**	**76**	**31**

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
	2024年12月31日	2023年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日	増減	2024年12月31日	2023年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日	増減
デリバティブ負債	現在	現在	現在	現在		現在	現在	現在	現在	
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ：										
-金利リスク	390	2,440	45	49	(4)	-	-	-	-	-
-為替リスク	771	712	407	449	(42)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,161**	**3,152**	**452**	**498**	**(46)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
FVTPLで測定されるデリバティブ：										
-金利リスク	2,618	2,080	82	85	(3)	100	122	29	29	-
-為替リスク	383	660	47	37	10	1,863	2,884	73	77	(4)
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**3,001**	**2,740**	**129**	**122**	**7**	**1,963**	**3,006**	**102**	**106**	**(4)**
デリバティブ負債合計	**4,162**	**5,892**	**581**	**620**	**(39)**	**1,963**	**3,006**	**102**	**106**	**(4)**

33.1 ヘッジ会計

デリバティブ取引は契約日の公正価値で当初認識され、その後公正価値で再測定される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。
ヘッジ会計は、金利リスク、為替リスク、商品価格リスク（バーチャルPPAを含む）等のリスクを低減するために行っているデリバティブ取引であって、IFRS第9号の要件を全て充たしている場合に適用される。

取引開始時に、当社はヘッジ手段とヘッジ対象の関係のほか、リスク管理の目標及び戦略を文書化する。また、当社は、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺する効果が高いかどうか、ヘッジの開始時及び継続時の双方における評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当社は当該取引の蓋然性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化している。
リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当社は以下のいずれかのデリバティブを指定している。
＞ 公正価値ヘッジ
＞ キャッシュ・フロー・ヘッジ
当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質及び程度に関する詳細は、注記32「リスク管理」を参照されたい。
ヘッジ関係が有効であるためには以下の全ての要件を充たさなければならない。
＞ ヘッジ手段及びヘッジ対象との間に経済的関係が存在する。
＞ 信用リスクによる影響が経済的関係から生じた価値変動の大部分を占めていない。
＞ 指定時ヘッジ比率はリスク管理のヘッジ比率(すなわち、事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の数量と、事業体がヘッジ対象の数量をヘッジするために実際に使用しているヘッジ手段の数量が同一であること)と同等であること
IFRS第9号の要件に基づき、経済的関係の存在は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により当社が評価している。
＞ ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一の場合には、経済的関係の存在は定性分析で評価する。
＞ 一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一でない場合、経済的関係の存在は、経済的関係の定性的分析に加え、定量的な方法（線形回帰）で評価する。
ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動きと一致していることを実証するため、様々なシナリオを分析する。
商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジにおける有効性に基づいて格付けされる市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を可能性のあるリスク要素の各々において決定するランキング・マトリックスから推定される。
信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策（担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等）の存在を考慮している。
当社は、ヘッジの非有効性を最小化するため、ヘッジ対象のデリバティブの原リスクがヘッジ対象のリスクと同一であることから、全てのヘッジ関係（(商品価格リスク・ヘッジを含む）についてヘッジ比率を1：1に設定している。
ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。
＞ ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブに係る信用リスク調整を含めた非有効の発生源が他にない場合には、ヘッジ関係は定性的な評価に基づき、充分に有効であると考えている。
＞ ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は非有効部分の発生源が少なくとも一つ存在する場合には、仮想デリバティブを伴うドル・オフセット累積法を適用してヘッジの非有効部分を定量化している。当該方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変動を報告日及び開始日の間で比較するものである。
ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。
＞ 基準差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローを変動させる変数とは異なる変数に依存している）
＞ 期間差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済の日が異なる）
＞ 数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）

＞ その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）

＞ 信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産、負債、又は純損益に影響を与える可能性の高い取引に関連する特定のリスクに起因する将来のキャッシュ・フローの変動による当社のエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されかつ適格なデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する当期の純損益に振替えられる（例えば、ヘッジされた予定売上が行われる場合）。

ヘッジ対象が非金融資産（有形固定資産や棚卸資産など）若しくは非金融負債で認識された場合、又は非金融資産若しくは非金融負債においてヘッジ対象予定取引が公正価値ヘッジ会計が適用される確定約定債務となった場合、株主持分に累積されている金額（すなわちヘッジ準備金）は取り崩され、ヘッジ対象である資産又は負債の当初認識額（取得原価又はその他の帳簿価額）に算入されなければならない（例えば、「簿価調整」）。

ヘッジ手段が失効若しくは売却された場合、又はヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、株主持分に計上されている利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段として先渡を用いるヘッジ関係において、直物要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定されている場合、先渡要素（純損益又はOCI）の会計処理は事象ごとに特定する。

逆に、ヘッジ手段として通貨間金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当社は、ヘッジ・デリバティブの指定における外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用準備金のその他の包括利益（OCI）に計上する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当社は、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（流動性ベース・アプローチとして知られる）を適用している。

当該アプローチでは、市場に係る最も流動性の高いデリバティブの利用を通じてヘッジを指定し、当該リスクをより効果的に網羅する他のデリバティブに置き換える必要がある。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、満期時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の双方の要件を充たしている場合に限り、新たなデリバティブへの置換によりデリバティブのロールオーバーが可能である。

＞ 格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。

＞ 一定の流動性要件を充たしている。

当該要件を充たしているかは四半期ごとに検証する。

ロールオーバー日現在でヘッジ関係は廃止されていない。そのため、同日以降新たなデリバティブの実効公正価値の変動は株主持分（ヘッジ準備金）に認識され、旧デリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

当社は現在、純損益の変動を最小化するためにこれらのヘッジ関係を利用している。

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する資産、負債又は確定約定債務における公正価値の変動によるエクスポージャーから当グループを保護するために用いられる。

ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。

ヘッジがヘッジ会計の要件をもはや充たさない場合は、実効金利法を用いたヘッジ対象の帳簿価額の修正額は、満期までの期間にわたり償却され、純損益で認識される。

当社は現在、このようなヘッジ関係は利用していない。
公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照のこと。

33.1.1 信用リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

下表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の未決済取引に係る金利リスク・ヘッジ手段の想定元本及び平均金利を満期別に示したものである。

百万ユーロ							
2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	**合計**
金利スワップ							
想定元本	500	500	-	-	150	240	1,390
国税庁の平均税率	1.63	1.78			5.44	4.32	

百万ユーロ							
2023年12月31日現在	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	**Total**
金利スワップ							
想定元本	-	500	500	-	-	390	1,390
国税庁の平均税率		1.63	1.78			5.07	

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、2001年以降に発行された一部の変動利付債券及び2020年中に取得した変動利付銀行ローンのヘッジに係るものである。
下表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の金利リスクに対するヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**1,000**	**1,000**	**5**	**21**	**390**	**390**	**(45)**	**(49)**
金利スワップ	1,000	1,000	5	21	390	390	(45)	(49)

デリバティブの公正価値が前年度より低下したのは、主に2024年のイールドカーブの低下に起因する。この現象は主に、近年中央銀行が実施してきた金融引締め政策が2024年下半期を中心に徐々に緩和されてきた影響によるものである。

下表は、金利リスクをヘッジするキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブによる今後数年間の予想キャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2024年12月31日現在**	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
正の公正価値	5	6	1	-	-	-	-
負の公正価値	(45)	(8)	(9)	(9)	(8)	(10)	(9)

下表は、金利ヘッジ･デリバティブが財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2024年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(40)	(40)
2023年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(28)	(28)

下表は、金利リスクに晒されているヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2024年度			2023年度		
変動金利借入金	20	(20)	-	(14)	14	-
合計	**20**	**(20)**	**-**	**(14)**	**14**	**-**

下表は、金利リスクに対するキャッシュ･フロー･ヘッジが純損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／(損失) 合計	純損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振り替えた金額	損益計算書項目
2024年12月31日現在						
変動金利借入金	4	-		-	(111)	**金融費用**
2024年12月31日現在の合計	**4**	**-**		**-**	**(111)**	
2023年12月31日現在						
変動金利借入金	(18)	-	-	-	(83)	**金融費用**
2023年12月31日現在の合計	**(18)**	**-**		**-**	**(83)**	

為替リスク

下表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の未決済取引に係る為替リスク・ヘッジ手段の想定元本金額及び平均レートを、満期別に示したものである。

百万ユーロ							
2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	**合計**
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
想定元本合計	**-**	**337**	**-**	**-**	**-**	**1,436**	**1,773**
CCIRSの想定元本EUR/USD	-	337	-	-	-	-	337
平均契約為替レートEUR/USD		1.16					
CCIRSの想定元本EUR/GBP						1,436	1,436
平均契約為替レートEUR/GBP						0.68	

百万ユーロ							
2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	**合計**
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
想定元本合計	**-**	**316**	**-**	**-**	**-**	**1,373**	**1,689**
CCIRSの想定元本EUR/USD	-	316	-	-	-	-	316
平均契約為替レートEUR/USD		1.16					
CCIRSの想定元本EUR/GBP						1,373	1,373
平均契約為替レートEUR/GBP						0.68	

下表は、2024年12月31日現在及び2023年12月31日現在の未決済取引の為替リスク・ヘッジ手段の想定元本及び公正価値を、ヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
		資産	負債		資産	負債	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2024年12月31日現在**			2023年12月31日現在		
通貨間金利スワップ	外貨建固定金利借入金	47	(407)	1,436	102	(449)	1,373
通貨間金利スワップ	外貨建変動金利借入金	37	-	337	16	-	316
合計		**84**	**(407)**	**1,773**	**118**	**(449)**	**1,689**

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の通貨間金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。具体的には、これらのデリバティブは、外貨建て固定金利債券と、2021年にBank of Americaとの間で更新期限が到来した米ドル建て変動金利借入をヘッジしている。

以下の表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の為替リスクに関するデリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在	**2024年12月31日現在**	2023年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**1,002**	**950**	**84**	**118**	**771**	**739**	**(407)**	**(449)**
通貨間金利スワップ	1,002	950	84	118	771	739	(407)	(449)

2024年12月31日現在、通貨間金利スワップの想定元本は1,773百万ユーロ（2023年12月31日現在1,689百万ユーロ、）、全体としてマイナスの公正価値は323百万ユーロ（2023年12月31日現在マイナス331百万ユーロ）であった。

通貨間金利スワップの公正価値が若干改善したのは、主に対米ドル及び対英ポンドのユーロの為替レート及びイールドカーブの変動によるものである。

下表は、為替リスクをヘッジする商品の財政状態計算書への影響を報告している。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2024年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	1,773	(323)	(323)
2023年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	1,689	(330)	(326)

下表は、為替リスクに晒されているヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2024年度			2023年度		
外貨建固定金利借入金	363	(363)	3	342	(342)	(5)
外貨建変動金利借入金	(37)	37	-	(16)	16	-
合計	**326**	**(326)**	**3**	**326**	**(326)**	**(5)**

下表は、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／（損失）合計	純損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振り替えた金額	損益計算書項目
2024年12月31日現在						
外貨建固定金利借入金	(3)	-		-	(45)	金融費用
外貨建変動金利借入金	2	-		-	97	金融収益
2024年12月31日現在の合計	**(1)**	**-**		**-**	**52**	
2023年12月31日現在						
外貨建固定金利借入金	(251)	-		4	(285)	金融費用
外貨建変動金利借入金	12	-		-	65	金融収益
2023年12月31日現在の合計	**(239)**	**-**		**4**	**(220)**	

下表は、為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる今後数年間に期待されるキャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	
為替レートに基づくもの	**2024年12月31日現在**	**度**	**度**	**度**	**度**	**度**	**それ以降**
正の公正価値	84	48	6	7	7	7	54
負の公正価値	(407)	(12)	(14)	(15)	(15)	(15)	(255)

33.1.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの税効果持分への影響

百万ユーロ	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額-非有効部分	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額-非有効部分
	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
金利ヘッジ	-	4	(111)	-	-	(18)	(83)	-
為替ヘッジ	7	(1)	52	-	-	(239)	(220)	-
ヘッジ・デリバティブ	**7**	**3**	**(59)**	**-**	**-**	**(257)**	**(303)**	**-**

33.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

下表は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在のFVTPLで測定されるデリバティブの想定元本及び公正価値をリスクタイプ別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
FVTPLで測定される金利に係るデリバティブ	**2,618**	**2,081**	**82**	**85**	**2,718**	**2,181**	**(111)**	**(114)**
金利スワップ	2,618	2,081	82	85	2,718	2,181	(111)	(114)
FVTPLで測定される為替レートに係るデリバティブ	**1,919**	**3,242**	**115**	**113**	**2,247**	**3,166**	**(120)**	**(114)**
先渡	1,780	3,102	79	78	2,108	3,026	(83)	(78)
通貨間金利スワップ	139	140	36	35	139	140	(37)	(36)
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**4,537**	**5,323**	**197**	**198**	**4,965**	**5,347**	**(231)**	**(228)**

2024年12月31日現在、純損益を通じて公正価値で測定される金利及び為替レートに係るデリバティブの想定元本は全体で9,502百万ユーロ（2023年12月31日現在10,670百万ユーロ）で、公正価値は全体でマイナス34百万ユーロ（2023年12月31日現在マイナス30百万ユーロ）となった。

年末時点の金利スワップは5,336百万ユーロであった。これらのヘッジは主に、グループ各社の市場からの借入金（2,718百万ユーロ）及びグループ各社との仲介による借入金（2,618百万ユーロ）のヘッジを指す。

想定元本全体では前年度比1,074百万ユーロの増加を示しているが、これは主にe-distribuzioneに有利な新たな金利スワップによるものである。

為替リスクをヘッジする先物契約の想定元本は3,888百万ユーロ（2023年12月31日時点では6,128百万ユーロ）であった。外部取引先との通貨先渡は2,108百万ユーロ（2023年12月31日現在3,140百万ユーロ）で、主にグループ各社の引当金繰入プロセスにおけるエネルギー商品価格に関連する為替リスクを軽減するために締結した市場取引とマッチングした店頭デリバティブ、太陽光発電パネル建設のための原材料及び半製品の取得に関連するユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、並びに子会社が承認した中間配当金に関する外貨での予想キャッシュ・フローに関連している。

想定元本139百万ユーロ（2023年12月31日現在140百万ユーロ）の通貨間金利スワップは、グループ会社のユーロ以外の通貨建て債務の為替リスク・ヘッジに関するもので、市場取引とマッチングしている。

注記34. 公正価値測定

当社は、IFRSが要求する場合にはいつでも、IFRS第13号に従って公正価値を測定している。

公正価値とは、資産を売却するために受け取るであろう価格、又は負債を移転するために支払うであろう価格と定義される。最良の見積りとは、市場価格、すなわち、一般に入手可能で、活発で流動的な市場で実質的に取引されている現在価値である。

資産及び負債の公正価値は、公正価値を測定するために使用される評価技法のインプットに基づき、以下の3つのレベルに定義される公正価値ヒエラルキーに分類される。

- レベル1：測定日において入手可能な、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）。
- レベル2：レベル1に含まれる相場価格以外のインプットであって、資産又は負債について直接的(つまり、価格として)又は間接的(つまり、価格から導き出される)に観察可能なもの。
- レベル3：観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（すなわち観察不能なインプット）。

この注記では、以下を評価するために、関連する開示を提供する。

- 当初認識後の財政状態計算書において、反復的又は非反復的に公正価値で測定される資産及び負債については、その測定値を作成するために使用した評価技法及びインプット。
- 観察不能な重要なインプット(レベル3)を使用する反復的な公正価値測定については、その測定がその年度の純損益又はその他の包括利益に及ぼす影響。

その目的のため、以下を適用する。

- 経常的公正価値測定とは、IFRSが各報告期間末の財政状態計算書において要求又は許可しているものである。
- 非経常的な公正価値の測定は、IFRSが特定の状況において財政状態計算書で要求又は許可するものである。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場されていない金融商品の公正価値は、各金融商品の種類適した評価方法及び報告期間末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用いて決定され、市場イールドカーブに基づいて将来予想されるキャッシュ・フローを割り引き、World Markets Refinitiv（WMR）社が提供する為替レートを用いてユーロ以外の通貨の金額を換算する。コモディティに関わる契約については、規制市場と非規制市場の両方における同一商品の価格が入手可能な場合、その価格を用いて測定が行われる。

新IFRSに従い、2013年に当社は、必要に応じて取引先リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、取引相手（CVA：信用評価調整）及び自社（DVA：債務評価調整）の双方の信用リスク測定を含めている。

より具体的には、当社は、ポジションの正味エクスポージャーにおいて潜在的将来エクスポージャー評価手法を用いてCVA／DVAを測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整を配分している。当該技法における用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。見積りインプットの基礎となる仮定の変更は、そのような金融商品について報告される公正価値に影響を及ぼす可能性がある。

デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが交換される金額である。この金額は、値又は量（トンの例では、想定金額に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。

ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv（WMR）社提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。

ここに報告されているデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で授受される金額を示すものではなく、したがって当社の信用リスク・エクスポージャーを示すものでもない。

上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場金融商品の公正価値は、金融商品の種類ごとに適切な評価手法を用いて算定しており、期末時点の市場データ（エネルの信用スプレッドを含む）を用いて算定する。

34.1 財政状態計算書において公正価値で測定される資産

下表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される資産の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	2024年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2024年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
-金利リスク		4	-	4	-	1	-	-	-
-為替リスク	33	47	-	47	-	37	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**51**	**-**	**51**	**-**	**38**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じて公正価値:									
-金利リスク	33	82	-	82	-	-	-	-	-
-為替リスク	33	46	-	46	-	69	-	69	-
純損益を通じて公正価値合計:		**128**	**-**	**128**	**-**	**69**	**-**	**69**	**-**
合計		**179**	**-**	**179**	**-**	**107**	**-**	**69**	**-**

34.2 財政状態計算書において公正価値で測定される負債

下表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	2024年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2024年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
-金利リスク	33	45	-	45	-	-	- -		-
-為替リスク	33	407	-	407	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**452**	**-**	**452**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じて公正価値:									
-金利リスク	33	82	-	82	-	29	-	29	-
-為替リスク	33	47	-	47	-	73	-	73	-
純損益を通じて公正価値合計:		**129**	**-**	**129**	**-**	**102**	**-**	**102**	**-**
合計		**581**	**-**	**581**	**-**	**102**	**-**	**102**	**-**

34.3 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

下表は、財政状態計算書において公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない負債の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値及び公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ		負債			
	注記	2024年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債					
- 固定金利	31.2.1	1,798	1,798	-	-
- 変動金利	31.2.1	575	67	508	-
合計		**2,373**	**1,865**	**508**	**-**
銀行借入金					
- 変動金利	31.2.1	1,354	-	1,354	-
合計		**1,354**	**-**	**1,354**	**-**
ノンバンクによる融資					
- 固定金利リース	31.2.1	3	-	3	-
合計		**3**	**-**	**3**	**-**
グループ会社からの借入金					
- 固定金利	31.2.1	10,517	-	10,517	-
- 変動金利	31.2.1	2,485	-	2,485	-
合計		**13,002**	**-**	**13,002**	**-**
合計		**16,732**	**1,865**	**14,867**	**-**

注記35. 株式に基づく報酬

2019年以降、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「当社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者を対象とする株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ制度（2019年長期インセンティブ制度、2020年長期インセンティブ制度、2021年長期インセンティブ制度、2022年長期インセンティブ制度、2023年長期インセンティブ制度、2024年長期インセンティブ制度、以下、それぞれ「2019LTI制度」、「2020LTI制度」、「2021LTI制度」、「2022LTI制度」、「2023LTI制度」、「2024LTI制度」といい、併せて「本制度」という）は、特定の業績目標の達成を条件として、それぞれの受益者に当社普通株式（以下「株式」という）の支給を規定している。

本制度の受益者は、エネルの最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及びエネルグループの経営者で、会社の業績に最も直接的に責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。本制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に報奨として支給するものである。このインセンティブは、個々の受益者の固定報酬に関連して計算される基準価額として、当該報奨時に決定されるが、本制度による3年間の各業績目標の達成度に応じて、最高経営責任者/ジェネラル・マネージャー又はその他の受益者の場合には、ゼロから、個々の基準価額の280%又は180%までの範囲で変動する場合がある。

本制度は、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、賞与が次のとおり全額株式で支払われると定めている。(a)2019、2020、2021、2022LTI制度の場合、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の100%を上限とする（2022LTI制度については130%を上限とする）、(ii)その他の受益者については基準額の50%を上限とする（2022LTI制度については65%を上限とする）。(b)2023、2024LTI制度の場合、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の150%を上限とし、(ii)主要管理職を含む最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii)上記(i)及び(ii)に示された以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。

本制度の下での賞与の実際の支給は、3年間の特定の業績目標の達成を条件とする。当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、各制度の業績期間終了後2年目まで繰り延べられる。

下表は、2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度、2022LTI制度、2023LTI制度、2024LTI制度に関する情報をまとめたものである。

本制度の特徴に関する更なる情報については、1999年5月14日決議第11971号（発行者規則）に基づき、CONSOB規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照願いたい。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日、2023年5月10日及び2024年5月23日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト（www.enel.com）に掲載している。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2019LTI制度	12/11/2019[5]	2019年～2021年	2022年[6]	2022～2023年[7]
2020LTI制度	17/09/2020[8]	2020年～2022年	2023年[9]	2023～2024年[10]
2021LTI制度	16/09/2021[11]	2021年～2023年	2024年[12]	2024～2025年[13]
2022LTI制度	21/09/2022[14]	2022～2024年	2025年[15]	2025～2026年
2023LTI制度	5/10/2023[16]	2023年～2025年	2026年[17]	2026～2027年
2024LTI制度	19/09/2024[18]	2024～2026年	2027年[19]	2027～2028年

上記の日付に開催された株主総会で付与された承認権限事項を履行し、関連する条件に従って、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日、2023年10月5日及び2024年7月25日の取締役会において、2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度、2022LTI制度、2023LTI制度及び2024LTI制度に対応する、自社株買いプログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下の通りである。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格（1株当たりユーロ）	合計（ユーロ）
2019LTI制度	上限2,500,000株 最高額10,500,000百万ユーロ	1,549,152[20]	6.7779	10,499,999
2020LTI制度	1,720,000	1,720,000[21]	7.4366	12,790,870
2021LTI制度	1,620,000	1,620,000[22]	7.8737	12,755,459
2022LTI制度	2,700,000	2,700,000[23]	5.1951	14,026,715
2023LTI制度	4,200,000	4,200,000[24]	6.3145	26,520,849
2024LTI制度	2,900,000	2,900,000[25]	7.0210	20,360,977

(5) 取締役会が2019LTI制度の受益者への付与手続きおよび時期を承認した日（2019年11月11日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(6) 2021年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2019LTI制度の達成状況を検証した。
(7) 2022年9月5日、本制度規則に従い、当社は2019LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。2019LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の残りは、2023年9月5日に付与された。
(8) 取締役会が2020LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2020年9月16日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(9) 2022年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2020LTI制度の達成状況を検証した。
(10) 2023年9月5日、当社は、2020LTI制度の規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。2020LTI制度の受益者が権利を確定した賞与の株式部分の残りは、2024年9月5日に付与された。
(11) 取締役会が2021LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2021年6月9日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(12) 2023年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2021LTI制度の達成状況を検証した。
(13) 2024年9月5日、当社は、2021LTI制度の規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。
(14) 2022LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2022年6月8日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(15) 2024年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2022年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
(16) 2023LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日(2023年10月4日に開催された指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮)。
(17) 2025年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2023LTI計画の達成状況を検証する予定である。
(18) 2024LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2024年7月24日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(19) 2026年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2024年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
(20) 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.015%に相当する。
(21) 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
(22) 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.016%に相当する。
(23) 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.026%に相当する。
(24) 2023年10月16日から2024年1月18日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.041%に相当する。
(25) 2024年9月16日から2024年11月8日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.028%に相当する。

本制度に対応するために実施された購入、及び本制度の規則に従い、2019年、2020年、2021年のLTI制度の受益者に対して2022年9月、2023年9月、2024年9月に合計2,609,482株を給付した結果、2024年12月31日現在、エネルは合計12,079,670株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約0.1188%に相当する。

以下の情報は、2019年、2020年、2021年、2022年、2023年及び2024年に付与された資本性金融商品に関するものである。

			2024年度		2023年度	
	付与日現在の付与株式数	付与日における1株当たりの公正価値	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数
2019LTI制度	1,538,547	6.983	0	0	0	956,562[26]
2020LTI制度	1,638,775	7.380	0	708,456[27]	728,265	312,127[28]
2021LTI制度	1,577,773	7.0010	443,608	196,980[29]	1,375,671	-
2022LTI制度	2,398,143	4.8495	1,858,051	-	2,023,677	-
2023LTI制度	4,040,820	5.5540	3,804,244	-	4,040,820	-
2024LTI制度	2,877,714	6.9730	2,877,714	-	-	-

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日におけるエネル株式の市場価格に基づいて測定されている。.[30]

株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期間にわたって認識される。

当グループが2024年に純損益を通じて認識した費用の総額は10百万ユーロ（2023年は6百万ユーロ）である。

承認された制度の終了や変更はない。

---

(26) この表は、2019LTI制度の受益者に2023年9月5日に付与された株式数を示しており、この株式数は、本制度の業績目標の達成後に受益者が権利確定したボーナスの資本部分の残りの部分を構成するものである。
(27) この表は、2020LTI制度の受益者に2024年9月5日に付与された株式数を示しており、この株式数は、本制度の業績目標の達成後に受益者が権利確定したボーナスの資本部分の残りの部分を構成するものである。
(28) この表は、2020LTI制度の受益者に2023年9月5日に付与された株式数を示しており、この株式数は、本制度の業績目標の達成後に受益者が権利確定したボーナスの資本部分の残りの部分を構成するものである。ボーナスの資本部分の残りの部分は、2020LTI制度の規則の条件と手続きに従って、2024年9月5日に支払われた。
(29) この表は、2021LTI制度の受益者に2024年9月5日に付与された株式数を示しており、この株式数は、本制度の業績目標の達成後に受益者が権利確定したボーナスの資本部分の残りの部分を構成するものである。ボーナスの資本部分の残りの部分の支出は、2021LTI制度の規則の条件と手続きに従って2025年度に繰り延べられる。
(30)2019LTI制度については、付与日は2019年11月12日、すなわち2019LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2020LTI制度については、付与日は2020年9月17日、すなわち2020LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2021LTI制度については、付与日は2021年9月16日、すなわち2021LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2022LTI制度については、付与日は2022年9月21日、すなわち2022LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2023LTI制度については、付与日は2023年10月5日、すなわち2023LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2024LTI制度については、付与日は2024年9月19日、すなわち2024LTI制度の手続きおよび受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。

注記36. 関連当事者

関連当事者は、IFRSの規定及び該当するCONSOBの措置に基づいて特定されている。
エネル・エスピーエーが子会社と締結した取引は、主にサービスの提供、資金調達及び雇用、保険の適用範囲、人的資源の管理及び組織化、法務及びコーポレート・サービス、並びに税務及び管理活動の計画及び調整に関するものであった。
全ての取引は日常業務の一部であり、会社の利益のために行われ、独立企業間取引、すなわち独立した当事者間で締結された契約と同じ市場条件で決済されている。
最後に、エネルグループのコーポレート・ガバナンス・ルールは、当社のウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている「コーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書」で詳しく説明されており、関連当事者との取引が透明性を確保し、手続き上及び実質上の適正を確保するための条件を定めている。
IAS第24号で義務付けられている取締役会メンバー、監査役会メンバー、ジェネラル・マネージャー及び経営幹部の報酬に関する開示は下表を参照のこと。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネージャーの報酬				
短期給付	5	5	-	-
退職給付	-	5	(5)	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	6	11	**(5)**	**-45.5%**

百万ユーロ

	2024年度	2023年度	増減	
経営幹部の報酬				
短期給付	7	8	(1)	-12.5%
退職給付	-	4	(4)	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	**8**	**13**	**(5)**	**-38.5%**

2010年11月、エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル・エスピーエーが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き（関連当事者との取引に関するエネル手続き）を承認した。当該手続きは、直近で2021年6月に更新されている。当該統制手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/ で入手可能）は、関連当事者との取引の透明性、手続上及び実質的な適正性を確保するための規則を定めている。これは、イタリア民法典第2391条の2の規定及びCONSOBが2010年3月12日の決議第17221号（修正を含む）により発行した施行規則（「CONSOB規則」）の実施において採択された。2024年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表への開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

下表は、当社と関連当事者との間の商業上、財務上及びその他の関係を要約したものである。

商業取引及びその他の取引

百万ユーロ	営業債権	営業債務	営業費用		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2024年12月31日現在	2024年12月31日現在		2024年度		2024年度
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
3SUN Srl	-	29	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	-	1	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	214	17	-	-	-	17
E-Solar Srl	1	-	-	-	-	-
E-Solar 2 Srl	-	1	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São PauloSA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	-
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	295	1	-	-	-	-
Enel Brasil SA	57	1	-	-	-	26
Enel Chile SA	41	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	8	159	-	-	-	11
Enel Finance America LLC	9	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	14	49	-	72	-	2
Enel Global Trading SpA	35	5	-	-	-	4
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Italia Srl	176	12	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	1	-	-	-	-	2
Enel Green Power SpA	22	8	-	3	-	5
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	2	9	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	301	4	-	3	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	-	4	-	-
Enel Italia SpA	5	190	-	29	-	4
Enel Libra Flexsys Srl	10	-	-	-	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	115	42	-	-	-	4
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	20	-	-	-	-	1
Enel Services México SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	(1)	3	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	(1)
Enel X Advisory Services Srl	-	2	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	17	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	-
Enel X Srl	6	12	-	2	-	5
Enel X Way Srl	-	6	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	2	16	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Ilary Energia Srl	2	3	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Principia Energy Generation Single Member SA	6	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	44	-	-	-	-
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	-	-	-	-	1
Vektör Enerjí Üretím Anoním 둀irketí	8	-	-	-	-	-
合計	**1,393**	**640**	**-**	**120**	**-**	**117**
その他の関連当事者						
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	4	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	-	-	2		-
FOPEN	-	1	-	2		-
合計	**4**	**1**	**-**	**4**	**-**	**2**
合計	**1,397**	**641**	**-**	**124**	**-**	**119**

百万ユーロ	営業債権	営業債務	営業費用		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2023年12月31日現在	2023年12月31日現在		2023年度		2023年度
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
3SUN Srl	-	24	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	1
C&C Uno Energy Srl	1	-	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	5	1	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	64	118	-	-	-	23
E-Solar Srl	-	2	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	-	-	-	-	-	(1)
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	2
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	2
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	(1)
Endesa SA	8	-	-	-	-	6
Endesa X Servicios SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	90	1	-	-	-	3
Enel Brasil SA	32	1	-	1	-	24
Enel Chile SA	33	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energia SpA	749	72	-	-	-	4
Enel Finance America LLC	6	-	-	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	2
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Generación Perú SAA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	13	68	-	77	-	1
Enel Global Trading SpA	360	16	-	-	-	3
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	6	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	53	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	3	36	-	4	-	4
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	1	41	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	300	5	-	4	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	2	131	-	27	-	1
Enel North America Inc.	2	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	26	208	-	-	-	8
Enel Romania SA	-	-	-	1	-	1
Enel Sole Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	2	-	-	-	-	1
Enel X Italia Srl	20	1	-	-	-	-
Enel X International Srl	-	9	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	1
Enel X Srl	2	14	-	-	-	1
Enel X Way Srl	2	11	-	-	-	2
Enel X Way Italia Srl	-	13	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	1	1	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	-	9	-	-	1	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	9	74	-	-	2	1
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	3	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	1
Vektör Enerjí Üretím Anoním 01 Sírketí	8	-	-	-	-	-
合計	**1,779**	**921**	**-**	**126**	-	**114**
その他の関連当事者						
Enel Cuore Onlus	1	-	-	-	-	2
Fondazione Centro Studi Enel	3	-	-	-	-	-
合計	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
合計	**1,783**	**921**	**-**	**126**	**-**	**116**

金融取引

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2024年12月31日現在			2024年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2,001	-	8	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	294	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	399
Enel Brasil SA	3	-	679	-	11	-
Enel Chile SA	-	-	860	-	1	216
Enel Colombia SA ESP	-	-	33	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	454	-	3	-
Enel Finance America LLC	-	-	2,722	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19,327	52,298	522	67	1,075
Enel Generación Perú SAA	-	-	-	-	3	-
Enel Global Services Srl	126	1	24	3	9	-
Enel Global Trading SpA	4	1,045	1,973	248	105	1,103
Enel Green Power Chile SA	-	-	83	-	1	-
Enel Green Power Development Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	276	-	1	-
Enel Green Power Matimba Newco 1 Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	20	-	764	-	12	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	3	-	-	-	-
Enel Green Power Perú SAC	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Ngonye SpA	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57	-	266	-	7	-
Enel Green Power SpA	108	4	776	8	10	166
Enel Grids Srl	167	-	25	-	7	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	3,225
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	375
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	1	-	-	-
Enel Italia SpA	183	47	6,656	46	252	-
Enel North America Inc.	77	-	16,728	-	35	-
Enel Produzione SpA	-	-	277	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	363	414	13	-	-
Enel Sole Srl	-	-	129	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	72	-	-	-	4	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	11	-	-	-
Enel X International Srl	12	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	3	-	71	-	1	-
Enel X Polska Sp. z o.o.	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	939	-	4	-	41	-
Enel X UK Limited	-	-	16	-	-	-
Enel X Way Srl	296	-	123	-	11	-
Enel X Way Italia Srl	96	-	41	-	5	-
Enelpower Srl	-	35	-	1	-	3
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	43	-	86	-	3	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	96	1	2	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,150	-	4	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	-	-
合計	**2,206**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**
その他の関連当事者						
Monte dei Paschi di Siena	1	-	-	-	-	-
合計	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
合計	**2,207**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2023年12月31日現在			2023年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Concert Srl	-	4	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2,297	-	11	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	190	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	88
Enel Brasil SA	145	-	1,249	-	21	-
Enel Chile SA	-	-	470	-	1	285
Enel Colombia SA ESP	-	-	31	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	456	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	-	1	-
Enel Finance America LLC	-	-	3,494	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19,777	52,691	434	66	-
Enel Generación Perú SAA	2	2	325	3	2	-
Enel Global Services Srl	114	2	14	2	10	-
Enel Global Trading SpA	63	2,703	2,231	239	276	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	1	-	118	3	3	-
Enel Green Power Chile SA	-	-	78	-	1	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	40	-	6	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	317	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	8	-	716	-	11	-
Enel Green Power Perú SAC	-	-	-	1	3	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	51	-	292	-	6	-
Enel Green Power SpA	-	157	987	8	45	-
Enel Grids Srl	173	-	23	-	7	267
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	1,415
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	-
Enel Insurance NV	-	350	282	6	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	4,198	66	7,135	93	235	2,214
Enel North America Inc.	38	-	17,145	-	35	-
Enel Panamá CAM Srl	-	-	9	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,087	-	7	-
Enel Sole Srl	-	-	187	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	84	-	-	-	3	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X International Srl	31	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	109	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	16	-	-	-
Enel X Srl	839	-	4	-	34	-
Enel X UK Limited	-	-	20	-	-	-
Enel X Way Srl	192	-	122	-	7	-
Enel X Way Italia Srl	47	-	49	-	1	-
Enelpower Srl	-	36	-	1	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	4	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	1	-	-
Nuove Energie Srl	36	-	85	-	3	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,166	-	4	-
合計	**6,024**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**

関連当事者との取引が財政状態計算書、損益計算書及びキャッシュ・フロー計算書に与える影響は下表にまとめてある。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
資産						
デリバティブ-非流動	179	39	21.8%	261	18	6.7%
その他の非流動資産	68	56	82.4%	73	64	87.8%
営業債権	197	196	-	167	167	-
デリバティブ - 流動	107	3	2.8%	76	56	73.5%
その他の流動金融資産	2,678	2,165	80.8%	6,483	5,952	91.8%
その他の流動資産	1,181	1,145	97.0%	1,581	1,552	98.2%
負債						
長期借入金	17,345	14,142	81.5%	17,855	14,274	79.9%
デリバティブ-非流動	581	91	15.7%	620	104	16.8%
その他の非流動負債	17	9	52.9%	20	9	45.0%
短期借入金	6,410	6,306	98.4%	8,632	8,461	98.0%
1年以内に返済予定の長期借入金	567	132	23.3%	1,179	132	11.2%
営業債務	132	81	61.4%	135	87	64.4%
デリバティブ - 流動	102	66	64.7%	106	20	18.9%
その他の流動金融負債	178	98	55.1%	226	111	49.1%
その他の流動負債	3,508	551	15.7%	4,395	825	18.8%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2024年度			2023年度		
収益	121	119	98.3%	163	119	73.0%
サービス及びレンタル・リース	177	124	70.1%	202	126	62.4%
持分投資から生じた収益	6,563	6,562	-	4,269	4,269	-
デリバティブから生じた金融収益	550	151	27.5%	907	421	46.4%
その他の金融収益	548	464	84.7%	481	387	80.5%
デリバティブから生じた金融費用	454	247	54.4%	869	342	39.4%
その他の金融費用	952	595	62.5%	952	449	47.2%

キャッシュ・フローへの影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2024年度			2023年度		
営業活動による／(に用いた) キャッシュ・フロー	5,690	295	5.2%	4,277	(1,147)	-26.8%
投資活動によるキャッシュ・フロー	(1,085)	(1,051)	96.9%	(1,007)	(960)	95.3%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(3,606)	2,986	-82.8%	(7,016)	(4,139)	59.0%

注記37. 政府補助金-法律124/2017第1条第125項から第129項に基づく開示

改正法第124/2017号第1条第125項から第129項に準拠し、以下にイタリアの公的機関及び団体から受領した補助金、並びにエネル・エスピーエーによる会社、個人及び官民事業体への寄付に関する情報を提供している。開示は、(i)イタリアの公的機関／国家機関から受領した補助金、(ii)エネル・エスピーエーがイタリアに居住又は設立された公私の団体に対して行う寄付、から構成される。

以下の開示は、複数の金融取引を通じて行われた場合でも、2023年中に同一の付与者/提供者によって行われた1万ユーロを超える支払いを含む。これらは現金主義で認識されている。

2018年12月14日付け法律第135号第3条の4、2019年2月11日付け法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。
義援金に関しては、以下のような事例がある。

ユーロ

受益者	金額	寄付の内容
MAXXI	600,000	芸術分野における芸術、研究、革新の推進のための助成金
合計	**600,000**	

注記38. 約定債務及び保証

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	増減
保証人及び保証：			
- 子会社	89,363	91,540	(2,177)
- ジョイント・ベンチャー、関連会社、その他	-	158	(158)
－自己持分	13	12	1
－第三者	85	106	(21)
合計	**89,461**	**91,816**	**(2,355)**

当社の利益に関与する保証は、基本的に、2017年のEnel South America Srlのエネル・エスピーエーへの合併後に取得した13百万ユーロ相当の金額のBanco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) に対して発行された銀行保証に関するものである。この保証が期限切れとなるため、保証の継続性を確保するため、当社は12月に、同じ取引先に対して2025年1月1日を保証発効日とする信用状の発行を約束した。
子会社に代わって発行された保証には以下のものがある。

- 欧州及びその他の国際市場で発行された債券を担保とし、Enel Finance International NVに代わって発行された50,492百万ユーロの保証。
- 様々な再生可能エネルギー企業に代わり、事業計画に基づく新規プロジェクト開発のために発行された18,585百万ユーロの保証。
- e-distribuzione SpA、Enel Produzione SpA、Enel Italia SpA、Enel Green Power SpA、Enel Chile SA、Enel Green Power Italia Srl、Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA、Enel Sole Srl、Enel X Way Srl及びEnel X Way Italia Srlへの融資に関して欧州投資銀行 (EIB) に発行された4,850百万ユーロの保証。

- 北米市場におけるユーロ･コマーシャル･ペーパー及び債券発行プログラム及びEKF（デンマーク輸出投資基金）が当グループの持続可能な投資を支援するために付与したクレジットラインに対応するためにEnel Finance America LLC（米国）に代わって発行された2,722百万ユーロの保証。
- ユーロ･コマーシャル･ペーパー･プログラムを支援するためにEnel Finance International NVに代わって発行された1,806百万ユーロの保証。
- エネル･エスピーエーがServizio Elettrico Nazionaleに代わって、電力購入契約に基づく債務のためにSingle Buyeに発行した1,150百万ユーロの保証。
- Enel Global Trading SpA及びEnel Produzione SpAに代わってエネルギー市場運営会社に対して保証状を発行した銀行を受益者とする985百万ユーロの再保証。
- e-distribuzione SpA、Enel Global Trading SpA、Enel Produzione SpA、Enel X Italia Srl、Enel Green Power Italia Srl、Enel Energia SpA、Enel Green Power SpAに代わって、Ternaに発行された送電サービス契約に関する885百万ユーロの保証。
- 従業員が構造的人員削減計画（法律第92/2012号第4条）への参加を選択したグループ各社に代わってINPSに発行された780百万ユーロの保証。
- Enel Grid Efficiency II 融資を受けたe-distribuzione SpAに代わってCassa Depositi e Prestitiを受益者として発行された375百万ユーロの保証。
- Enel Global Trading SpA、Enel X Italia Srl、Enel Produzione SpA及びNuove Energie Srllに代わって、Snam Rete Gasに対してガス輸送能力に関して発行された489百万ユーロの保証。
- Enel Global Trading SpAに代わって、RWE Supply & Trading GmbHに対して電力購入のために発行された50百万ユーロの保証。
- Enel Global Trading SpAに代わり、電力市場での取引用にE.ON Energy Tradingに発行された50百万ユーロの保証。
- Enel Italia SpAに代わり、Excelsia Noveに対し、レンタル契約に基づく債務履行のために発行された46百万ユーロの保証。
- 子会社のために親会社が行う金融支援活動の一環として、様々な受益者に発行された6,098百万ユーロの保証。

2023年12月31日時点と比べ、子会社のために発行されたその他の保証が減少しているのは、主に再生可能エネルギー企業の持分を処分したことによるものである。この減少はまた、2025-2027年戦略計画の財務戦略に沿ってグループの資本構造を強化することを目的とした社債の返済を反映している。

2023年12月31日現在、ジョイント･ベンチャー、関連会社及びその他企業のために発行された保証及び債務保証は158百万ユーロであり、Enel Green Power Australia（118百万ユーロ）及びEnel Green Power Hellas（40百万ユーロ）に代わって、当期中に両社が保有する投資の50%を売却する前に様々な受益者に対して発行された保証に関するものである。

第三者のために発行された保証及び債務保証85百万ユーロは、様々な受益者に対して発行された保証であり、2023年10月に完了したルーマニアのエネルグループが保有する持分をギリシャ企業Public Power Corporation SAに売却した事案に関連している。

親会社として、エネル･エスピーエーは多くのグループ会社に対し、基本的に債権譲渡のための後援状を付与している。

注記39. 偶発資産及び債務

BEG訴訟 - イタリア、フランス、ルクセンブルク

Enelpower SpA (Enelpower) は、イタリアでBEG SpA (BEG) が開始した仲裁手続きに続き、2002年に同社に有利な判決を得、2010年に大審院がこれを支持し、アルバニアでの水力発電所建設の可能性の評価におけるEnelpowerによる契約違反の疑いに関する損害賠償請求を全面的に棄却した。その後、BEGは、子会社であるAlbania BEG Ambientを通じて、Enelpower 及びエネル・エスピーエー (エネル) を相手にアルバニアで提訴し、2009年3月24日にティラナ地方裁判所の判決を得たが、それは同社及びエネル・エスピーエーに対し、2004年の約25百万ユーロの不法行為による損害賠償金及びその後数年間の不定額の不法行為による損害賠償金を支払うよう命じるものであった。判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロを超える支払を要求した。
2016年11月5日、エネル及びEnelpowerは、2009年3月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に訴状を申立てた。2024年11月6日の審問で、裁判所は申立てを却下した。

2022年3月7日付けローマ控訴院の判決で、ローマ裁判所でエネル及びEnelpoweにより着手されたさらなる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpowerの有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってローマ控訴院は2015年6月16日ローマ裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。
2021年5月20日、欧州人権裁判所 (ECHR) は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。上訴について、判決を下した。当該決定により、同裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却、非金銭的損害における15,000ユーロのみを認めた。
しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠がなく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約18億ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、ミラノ裁判所においてイタリア国を提訴することも決定した。本件でBEGはエネル社及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け判決をもって、ミラノ裁判所は、州弁護士により提起された管轄外の異議を受入れ、イタリア国の関与原因の審理の管轄から当該裁判所が排他されているとして、ローマ裁判所に有利な審理管轄外を宣言し、BEGに被告人に有利な訴訟手続費用を支払うよう命じ、BEGは2022年10月14日の法定期限内にローマ裁判所に命令に対して応対せず、手続は終了した。
しばらくして、2022年11月3日、BEGは終了した手続の損害賠償請求と同じ内容をMilan裁判所に再提出し、BEGが当該判決に同意しないと表明したイタリア国を除外した同じ被告に対して新たな呼出状を提出した。エネル及びEnelpowerは、以前の訴訟と同様に、全く妥当な根拠がないと考えられる請求に異議を唱えるため、出廷して抗弁する準備をしている。証拠認否の審理の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する命令を下し、本件は判決準備完了とみなして、当事者が最終弁論を交わす2024年10月17日の最終弁論を予定した。今後、判決が下される。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）が行った手続

イタリア

Albania BEG Ambient Shpk（ABA）は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ地方裁判所の判決の執行を得るため、エネル・エスピーエー及びEnelpower Srlに対し、ローマ控訴院において、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。

フランス

2012年2月、ABAはパリ大審裁判所（TGI）において、エネル及びEnelpowerに対し、アルバニアでの判決をフランスで執行可能にするための訴えを提起した。

2018年1月29日、大審院はABAの請求を棄却した。特筆すべき点として、大審院は次のような判決を下した。(i)アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と矛盾しており、(ii)BEGがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申立てたことは不正行為にあたる。

その後、パリ控訴院は2021年5月4日の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と2002年の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとエネルパワーにそれぞれ200,000ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。

2023年5月17日の判決で、フランス破棄院（以下「最高裁」）はABAの控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は決定的に却下された。

控訴裁判所の有利な判決を受け、エネルは、Enel Franceに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押えの解除を得るため、別の手続きを開始した。2022年6月16日の命令をもって、Paris裁判所は事前差押の解除を命じ、同時に、ABAに対してエネルに合計約146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用を支払うよう命じた。ABAは前述の釈放命令に異議を申し立て、パリ控訴裁判所は2023年5月17日の判決で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申し立てを行い、2023年12月15日にフランス最高裁に正式に控訴した。2024年4月18日、ABAは裁判所に出頭し、予防的差押えの解除を伝えるとともに、紛争の対象が消滅したことを理由に訴訟手続きを終了するよう最高裁に要請した。エネルは訴訟手続き終了の請求に異議を表明しており、この件に関する裁判所の決定は保留されている。

オランダ

2014年、ABAはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを申立てた。

ABAに有利な2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、アムステルダム控訴院は、エネル及びエネルパワーにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は、確定判決を下し、ABAが行った全ての請求を棄却したことにより、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のメリットを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。

2021年7月16日、最高裁はABAの上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、JP. Morgan Bank Luxembourg SAは、銀行に関する当グループ両社の債権の予防的差押さえ命令を受けた。並行して、ABAはルクセンブルクのティラナ裁判所の判決の執行を求める申立てを行った。
度重なる手続上の遅延により、手続はまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、ABAによって任命された数人の法定代理人が訴訟から脱退した後、2023年9月、裁判所は訴訟手続きを一時停止した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続を開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びEnelpowerに有利な判決を下した。よって、アイルランドとニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

Kinoの仲裁 - メキシコ

2020年9月16日、Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor) 、Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) 及びエネル・エスピーエー (当社) は、Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv (「プロジェクト会社」と総称) から、仲裁手続を申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、(i) Kino ContractorによるEPC契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilitiesによる資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受けた。Kino Contractor及びKino Facilitiesが上記契約に基づいて引き受ける債務の保証人である当社も仲裁手続を求められているが、具体的な請求はなされていない。Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv (ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている) 及びCKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.によって支配されている。
2023年8月4日、仲裁裁定が通知された。仲裁委員会は、エネル・エスピーエーに対する管轄権はないと宣言し、プロジェクト会社の請求を一部認めた上で、Kino Contractor及びKino Facilities (現Enel Services Mexico SA de Cv - Enel Services) に対し、合計約77百万ドルの違約金と年率6%の利息を支払うよう命じた。その後、Kino ContractorとEnel Servicesは仲裁判断の訂正を求める申立書を提出し、これは一部認められたが、2023年12月13日、メキシコの裁判所に仲裁判断の無効を求める申立書を提出した。その後、プロジェクト会社は仲裁判断の承認と執行を要請した。この手続きは係争中である。
2023年12月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、Kino Contractorが引き受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。当該訴訟は2024年12月3日にエネルに有利な決定で終了し、エネルの抗弁が全面的に認められた。2024年12月17日、プロジェクト会社は控訴し、エネルは同月24日、条件付反訴を提起した。この手続きは係争中である。

注記40. 将来の会計基準

2024年12月31日以降に当社において効力が生じる会計基準、改訂及び解釈指針は以下の通りである。

＞ IFRS第18号「財務諸表における表示及び開示」(2024年4月発行)。財務諸表の表示と開示に関する新基準は、「IAS第1号-財務諸表の表示」に代わるもので、利用者により適切で透明性の高い情報を提供するため、損益計算書に関する更新を中心に新たな要求事項を導入する。詳しく言えば、IFRS第18号が導入した主な概念は以下の通りである。

- 損益計算書の構成が変更され、新たな特定の小計が必要となった。
- 損益計算書における費用の表示について、最も機能的なグループ分けを決定するという要件が定められた。
- 財務諸表外のパブリック・コミュニケーションで使用される収益及び費用の小計に対応する、経営者が定義した業績指標に関する開示を、財務諸表内の単一の注記に表示する。
- 情報の集計と分解の原則を改善した。

同基準は、エンドースメントを条件として、2027年1月1日以降に開始する会計期間から遡及的に適用される。それ以前の適用も可能となる。

＞ IFRS第19号「説明責任のない子会社：開示」(2024年5月発行) この新たな任意基準は、適格な子会社に開示項目の削減を適用することを認めている。子会社は、以下の場合にこの基準を適用することができる。

- 公的説明責任を有していない。
- その最終親会社又は中間親会社がIFRS会計基準に準拠した一般の使用のために利用可能な連結財務諸表を作成している。

同基準は、2027年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も可能となる。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂 – 投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャー企業との間の資産の売却又は拠出」当該改訂により、投資家とその関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」(IFRS第3号で定義される)を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 「IAS第21号改訂 - 外国為替相場の変動の影響：交換性の欠如」、2023年8月発行。この改正は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかを判断する際、また交換可能でない場合には、使用すべき為替レートと提供すべき開示を決定する際に、一貫したアプローチを適用することを求めている。この改訂は、2025年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-金融商品の分類及び測定に関する改訂」(2024年5月発行)。この改訂には、以下を目的とした新しい要件が含まれている。

- 電子送金システムを通じて決済される一部の金融負債に関する新たな例外を除き、一部の金融資産及び負債の認識日及び認識中止日を明確にする。
- 金融資産が「元本及び利息の支払のみ(SPPI)」基準を充たすかどうかを評価するためのガイダンスを明確化し、追加する。
- キャッシュ・フローを変化させる可能性のある契約条件を持つ特定の金融商品(環境・社会・ガバナンス(ESG)目標の達成に連動する特徴を持つ金融商品など)について、新たな開示を追加する。
- その他の包括利益を通じて公正価値(FVOCI)で測定される資本性金融商品の開示を更新した。

この改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「年次改善第11集」(2024年7月発行) この文書には、現行基準の正式な改訂と明確化が含まれている。具体的には、以下の基準が変更されている。

- IAS第7号「原価法」：この改訂は、IFRSの会計原則ではもはや定義されていない「原価法」という用語を削除するものである。
- IFRS第9号「借手のリース負債の認識の中止」：この改訂は、借手がリース負債の認識を中止した場合、その結果生じる利得又は損失を純損益で認識すべきことを明確化することにより、借手がリース負債の認識を中止した場合の会計処理に関する潜在的な明確性の欠如に対処するものである。

- IFRS第9号「取引価格」：この改訂は、IFRS第9号の付録Aにおいて、IFRS第15号の「取引価格」の定義への参照を削除するものである。その理由は、このIFRS第9号の複数の条項で使用されているこの用語の意味が必ずしもIFRS第15号の定義と一致しないからである。
- 「IFRS第7号－認識の中止による利得又は損失」：この改訂は、「IFRS第13号-公正価値測定」の公表時に基準から削除された条項への古い言及により混乱しかねない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号「公正価値と取引価格の繰延差額の開示」：この改訂は、IFRS第13号の発行に伴いこの基準が改訂されたものの、適用指針の対応する条項は改訂されなかったために生じた基準と関連する適用指針が一致しない部分を明確化するものである。
- IFRS第7号「導入と信用リスクの開示」：この改訂は、関連する適用指針の適用方法を明確化し、一部の説明を簡素化することにより、潜在的な混乱に対処するものである。
- 「IFRS第10号「事実上の代理人」の判定」：この改訂は、投資家が、他人が投資家の代理として行動しているかどうかをどのように判定しなければならないかを明確にしている。
- 「IFRS第1号-初度適用企業によるヘッジ会計」：この改訂は、IFRS第9号のヘッジ会計の要求事項とIFRS第1号のヘッジ会計の要求事項との間の整合性を改善するものである。

各改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も可能となる。

- 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-自然依存電力を参照する契約」（2024年12月発行）今回の改訂は、再生可能エネルギー源（風力や太陽光など）からの電力の売買に関する特定の契約から生じる財務的効果をより適切に表現することを目的としている。このような契約では、発電源が制御不能な自然条件（天候など）に左右されるため、基礎となる電力量の変動に晒される。その例としては、再生可能エネルギーによる電力の売買契約（多くの場合、物理的な電力購入契約（PPA））、及びこの種の電力を参照する金融商品（仮想電力購入契約（VPPA））がある。

変更点は以下の通り。

- 物理的PPAへの「自己使用の例外規定」の適用は、契約期間中に電力の正味の購入者であって、今後もそうであると見込まれる場合（すなわち、再生可能エネルギーの電力の購入が、同じ市場内で未使用電力の販売を十分に相殺する場合）に許可される。
- ヘッジ会計の適用が認められているのは、仮想PPA（すなわち、エネルギーの物理的な引渡しを行わず、その決済がエネルギーの市場価格と契約で定められた行使価格との差額に基づいて行われる契約）、または自己使用の例外の適用が不可能なPPAである。特に、このような契約は、ヘッジ手段が参照する発電所から供給されると予想される変動量と一致する、予測される電力取引の変動名目量に対するヘッジ手段として使用することができる。ヘッジ手段のキャッシュ・フローが、指定された予定取引の発生を条件としている場合、その取引は可能性が高いと仮定される。
- このような契約がキャッシュ・フローと財務実績に与える影響を明確にするため、追加的な開示要件が導入された。さらに、自己使用の例外を適用する場合には、特定の開示が必要となる。

この改定は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も可能となる。

当社は、新たな規定の将来の適用による潜在的な影響について評価中である。

注記41. 報告期間後の事象

エネル、新たに20億ユーロの永久ハイブリッド債を発行、平均クーポン（利札）は4.375%、平均コストは現在の市場水準より低い

2025年1月7日、エネル・エスピーエーは、欧州市場において機関投資家向けにユーロ建て、総額20億ユーロの非転換型劣後永久ハイブリッド債の新規発行を開始した。

新規発行は次の2つのシリーズに分かれている。すなわち、2030年4月14日の初回リセット日（当該日を除く）まで支払われる年4.250%の固定クーポンで1,000百万ユーロと、2033年1月14日の初回リセット日（当該日を除く）まで支払われる年4.500%の固定クーポンで1,000百万ユーロである。発行総額は約68億ユーロで、投資家の反応により平均クーポン4.375%を達成した。

エネル、ユーロ債市場で20億ユーロのサステナビリティ連動債をトリプル・トランシェで発行

2025年2月17日、Enel Finance International NVは、ユーロ債市場で機関投資家向けに総額20億ユーロのサステナビリティ連動債をトリプル・トランシェで発行した。この発行はエネルが保証し、2024年12月に最終更新された「サステナビリティ連動融資フレームワーク」に示された、トランシェごとに2つのサステナビリティ関連の主要業績評価指標（KPIs）を使用することが想定されている。

この新規発行は、平均回収期間が約6年、平均クーポンが3%未満で次の3つのトランシェから成る。(i)固定金利2.625%で750百万ユーロ、決済日は2025年2月24日、償還日は2028年2月24日、(ii)固定金利3.000%で750百万ユーロ、決済日は2025年2月24日、償還日は2031年2月24日、(iii)固定金利3.500%で500百万ユーロ、決済日は2025年2月24日、償還期限は2036年2月24日。

エネル、120億ユーロのコミットメントライン（リボルビング方式の融資枠）契約に署名

2025年2月19日、エネル・エスピーエーとその子会社であるEnel Finance International NV (EFI)は、5年間有効の120億ユーロのリボルビング・コミットメントラインであるサステナビリティ連動融資枠契約に署名した。この融資枠は、2024年から2026年の期間において、2026年12月31日時点で80%以上のサステナビリティ業績目標を達成することに加え、「EUタクソノミに沿った設備投資の割合」にリンクしたサステナビリティ連動融資フレームワークで示されるサステナビリティ関連の主要業績評価指標の使用を見込んでいる。この融資枠は、2021年3月に締結され、その後修正された総額135億ユーロの従来の融資枠に代わるものである。

注記42. CONSOB発行体規則第149条に基づく監査法人の報酬

2024年12月31日現在の当社及びその子会社が、2024年度に独立監査人及びそのサービス・ネットワークに属する事業体に支払った費用は、CONSOB発行体規則第149条の12の定めるところに従う以下の要約表の通りである。

サービスの分類	サービスを提供する事業体	フィー（百万ユーロ）
エネル・エスピーエー		
監査	内訳：	
	- KPMG SpA	0.5
	- KPMGネットワーク事業体	-
認証業務	内訳：	
	- KPMG SpA	1.9
	- KPMGネットワーク事業体	-
その他サービス	内訳：	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.4**
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳：	
	- KPMG SpA	5.0
	- KPMGネットワーク事業体	6.2
認証業務	内訳：	
	- KPMG SpA	1.2
	- KPMGネットワーク事業体	2.0
その他サービス	内訳：	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**14.4**
合計		**16.8**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2024	of which with related parties	2023	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	9.a	73,914	5,328	92,882	7,260
Other income	9.b	5,033	82	2,683	18
	(Subtotal)	**78,947**		**95,565**	
Costs					
Electricity, gas and fuel	10.a	30,282	8,714	46,270	11,578
Services and other materials	10.b	19,240	3,820	18,304	3,351
Personnel expenses	10.c	4,938		5,030	
Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables	10.d	1,323		1,334	
Depreciation, amortization and other impairment losses	10.e	7,249		8,089	
Other operating costs	10.f	3,940	212	6,125	620
Capitalized costs	10.g	(3,042)		(3,385)	
	(Subtotal)	**63,930**		**81,767**	
Net results from commodity contracts	11	**477**	3	**(2,966)**	(7)
Operating profit		**15,494**		**10,832**	
Financial income from derivatives	12	2,720		1,558	
Other financial income	13	2,409	209	2,916	239
Financial expense from derivatives	12	1,023		2,167	
Other financial expense	13	7,828	100	5,966	89
Net income from hyperinflation	13	321		284	
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	14	(210)		(41)	
Pre-tax profit		**11,883**		**7,416**	
Income taxes	15	3,654		2,778	
Profit from continuing operations		**8,229**		**4,638**	
Attributable to owners of the Parent		7,016		3,813	
Attributable to non-controlling interests		1,213		825	
Profit/(Loss) from discontinued operations		**-**		**(371)**	
Attributable to owners of the Parent		-		(375)	
Attributable to non-controlling interests		-		4	
Profit for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)		**8,229**		**4,267**	
Attributable to owners of the Parent		7,016		3,438	
Attributable to non-controlling interests		1,213		829	
Earnings per share	16				
Basic earnings per share	16				
Basic earnings per share		*0.67*		*0.32*	
Basic earnings per share from continuing operations		*0.67*		*0.36*	
Basic earnings/(loss) per share from discontinued operations		*-*		*(0.04)*	
Diluted earnings per share	16				
Diluted earnings per share		*0.67*		*0.32*	
Diluted earnings per share from continuing operations		*0.67*		*0.36*	
Diluted earnings/(loss) per share from discontinued operations		*-*		*(0.04)*	

420

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2024	2023
Profit for the year		**8,229**	**4,267**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(628)	2,714
Change in the fair value of hedging costs		225	49
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments		(35)	98
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		14	11
Change in translation reserve		(1,812)	(523)
Cumulative other comprehensive income that may be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		(41)	16
Other comprehensive income (expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined-benefit plans		127	(150)
Change in the fair value of equity investments in other companies		109	3
Cumulative other comprehensive income that may not be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		-	(1)
Total other comprehensive income/(expense) for the year	35	**(2,041)**	**2,217**
Comprehensive income/(expense) for the year		**6,188**	**6,484**
Attributable to:			
- owners of the Parent		5,275	5,172
- non-controlling interests		913	1,312

421

Statement of Consolidated Financial Position

Millions of euro

ASSETS	Notes	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	at Dec. 31, 2023	of which with related parties
Non-current assets					
Property, plant and equipment	17	94,584		89,801	
Investment property	20	30		97	
Intangible assets	21	15,837		17,055	
Goodwill	22	12,850		13,042	
Deferred tax assets	23	9,025		9,218	
Equity-accounted investments	24	1,456		1,650	
Non-current financial derivative assets	25	2,003	*2*	2,383	*4*
Non-current contract assets	26	523		444	
Other non-current financial assets	27	7,807	*864*	8,750	*1,930*
Other non-current assets	29	1,937	*3*	2,249	*6*
	(Total)	**145,852**		**144,689**	
Current assets					
Inventories	31	3,643		4,290	
Trade receivables	32	15,941	*1,486*	17,773	*1,266*
Current contract assets	26	193		212	
Tax assets		787		705	
Current financial derivative assets	25	3,512		6,407	
Other current financial assets	28	4,854	*1,964*	4,329	*174*
Other current assets	30	3,891	*102*	4,099	*92*
Cash and cash equivalents	33	8,051		6,801	
	(Total)	**40,872**		**44,616**	
Assets classified as held for sale	34	**415**		**5,919**	
TOTAL ASSETS		**187,139**		**195,224**	

Millions of euro

LIABILITIES AND EQUITY	Notes	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	at Dec. 31, 2023	of which with related parties
Equity attributable to owners of the Parent					
Share capital		10,167		10,167	
Treasury share reserve		(78)		(59)	
Other reserves		5,651		6,551	
Retained earnings		17,991		15,096	
	[Total]	**33,731**		**31,755**	
Non-controlling interests		**15,440**		**13,354**	
Total equity	35	**49,171**		**45,109**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	36	60,000	*651*	61,085	*659*
Employee benefits	37	1,614		2,320	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	38	6,501		6,018	
Deferred tax liabilities	23	7,951		8,217	
Non-current financial derivative liabilities	25	2,915	*8*	3,373	*8*
Non-current contract liabilities	26	5,682	*17*	5,743	*18*
Other non-current financial liabilities	40	205		141	
Other non-current liabilities	42	3,287		4,103	
	[Total]	**88,155**		**91,000**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	36	3,645	*9*	4,769	*3*
Current portion of long-term borrowings	36	7,439	*111*	9,086	*111*
Provisions for risks and charges (current portion)	38	1,333		1,294	
Trade payables	39	13,693	*2,736*	15,821	*2,829*
Income tax liabilities		1,589		1,573	
Current financial derivative liabilities	25	3,584	*6*	6,461	*15*
Current contract liabilities	26	2,448	*37*	2,126	*53*
Other current financial liabilities	41	845	*1*	909	-
Other current liabilities	43	15,087	*42*	14,760	*40*
	[Total]	**49,663**		**56,799**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	34	**150**		**2,316**	
Total liabilities		**137,968**		**150,115**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**187,139**		**195,224**	

Statement of Changes in Consolidated Equity (note 35)

	Share capital and reserves attributable to owners of the Parent							
Millions of euro	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Other reserves	Translation reserve	Hedging reserve
At December 31, 2022	**10,167**	**7,496**	**(47)**	**5,567**	**2,034**	**2,332**	**(5,912)**	**(3,553)**
Application of new accounting standards	-	-	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2022 restated	**10,167**	**7,496**	**(47)**	**5,567**	**2,034**	**2,332**	**(5,912)**	**(3,553)**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclassifications	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(21)	-	-	21	-	-
Payments of own shares	-	-	9	-	-	(9)	-	-
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	(3)	-	-
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	986	-	-	-	-
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	1,038	49
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income/(expense) for the year	-	-	-	-	-	-	(415)	2,111
of which:								
- other comprehensive income/(expense)	-	-	-	-	-	-	*(415)*	*2,111*
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2023	**10,167**	**7,496**	**(59)**	**6,553**	**2,034**	**2,341**	**(5,289)**	**(1,393)**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(26)	-	-	26	-	-
Payments of own shares	-	-	7	-	-	(7)	-	-
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	3	-	-
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	592	-	-	-	-
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	236	5
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(2)	10
Comprehensive income/(expense) for the year	-	-	-	-	-	-	(1,297)	(850)
of which:								
- other comprehensive income/(expense)	-	-	-	-	-	-	*(1,297)*	*(850)*
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2024	**10,167**	**7,496**	**(78)**	**7,145**	**2,034**	**2,363**	**(6,352)**	**(2,228)**

Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	Reserve from equity-accounted investments	Actuarial reserve	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from acquisitions of non-controlling interests	Retained earnings	Equity attributable to owners of the Parent	Non-controlling interests	Total equity
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1,063)**	**(2,390)**	**(1,192)**	**15,797**	**28,657**	**13,425**	**42,082**
-	-	-	-	-	-	(2)	**(2)**	-	**(2)**
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1,063)**	**(2,390)**	**(1,192)**	**15,795**	**28,655**	**13,425**	**42,080**
-	-	-	-	-	-	(4,215)	**(4,215)**	**(1,177)**	**(5,392)**
-	-	-	-	-	-	(182)	**(182)**	**-**	**(182)**
-	14	-	-	-	-	(14)	**-**	**-**	**-**
-	-	-	-	-	-	(26)	**(26)**	**-**	**(26)**
-	-	-	-	-	-	9	**9**	**-**	**9**
-	-	-	-	-	-	-	**(3)**	**-**	**(3)**
-	-	-	-	-	-	-	**986**	**-**	**986**
-	-	-	-	-	-	291	**291**	**202**	**493**
-	-	4	(2)	-	-	-	**1,089**	**(397)**	**692**
-	-	-	-	-	(21)	-	**(21)**	**(11)**	**(32)**
43	18	97	(120)	-	-	3,438	**5,172**	**1,312**	**6,484**
43	*18*	*97*	*(120)*	-	-	-	***1,734***	***483***	***2,217***
-	-	-	-	-	-	*3,438*	***3,438***	***829***	***4,267***
(38)	**10**	**(375)**	**(1,185)**	**(2,390)**	**(1,213)**	**15,096**	**31,755**	**13,354**	**45,109**
-	-	-	-	-	-	(4,367)	**(4,367)**	**(811)**	**(5,178)**
-	-	-	-	-	-	(246)	**(246)**	**-**	**(246)**
-	-	-	-	-	-	(22)	**(22)**	**-**	**(22)**
-	-	-	-	-	-	7	**7**	**-**	**7**
-	-	-	-	-	-	-	**3**	**-**	**3**
-	-	-	-	-	-	-	**592**	**-**	**592**
-	-	-	-	-	-	507	**507**	**335**	**842**
-	-	6	-	-	-	-	**247**	**(304)**	**(57)**
(6)	-	-	-	(15)	(7)	-	**(20)**	**1,953**	**1,933**
226	122	(35)	93	-	-	7,016	**5,275**	**913**	**6,188**
226	*122*	*(35)*	*93*	-	-	-	***(1,741)***	***(300)***	***(2,041)***
-	-	-	-	-	-	*7,016*	***7,016***	***1,213***	***8,229***
182	**132**	**(404)**	**(1,092)**	**(2,405)**	**(1,220)**	**17,991**	**33,731**	**15,440**	**49,171**

425

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2024	of which with related parties	2023	of which with related parties
Profit for the year		**8,229**		**4,267**	
Adjustments for:					
Net impairment losses/(reversals) on trade receivables and other receivables	10.d	1,323		1,355	
Depreciation, amortization and other impairment losses	10.a	7,249		8,457	
Net financial (income)/expense	12-13	3,401		3,437	
Net (gains)/losses from equity-accounted investments	14	210		(17)	
Income taxes	15	3,654		2,807	
Changes in net working capital:		(1,108)		(604)	
- inventories	31	558		435	
- trade receivables	32	490	(220)	(2,487)	297
- trade payables	39	(2,451)	(93)	(1,165)	19
- other contract assets	26	20		(107)	
- other contract liabilities	26	209	(16)	172	10
- other assets/liabilities		66	(736)	2,548	(52)
Accruals to provisions		1,377		1,403	
Utilization of provisions		(1,698)		(1,647)	
Interest income and other financial income collected	12-13	2,103	209	2,049	239
Interest expense and other financial expense paid	12-13	(5,276)	(100)	(5,657)	(89)
Net (income)/expense from measurement of commodities		(16)		1,359	
Income taxes paid	15	(3,912)		(2,958)	
Net capital gains		(2,313)		369	
Cash flows from operating activities (A)		**13,223**		**14,620**	
of which: discontinued operations		-		*132*	
Investments in property, plant and equipment	17-20	(8,931)		(11,383)	
Investments in intangible assets	21	(1,235)		(1,385)	
Capital grants received		1,135		413	
Investments in non-current contract assets		(844)		(795)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	7	-		(17)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	7	5,622		2,083	
(Increase)/Decrease in other investing activities		145		474	
Cash flows used in investing activities (B)		**(4,108)**		**(10,610)**	
of which: discontinued operations		-		*(442)*	
New long-term borrowings		6,017		6,093	
Repayments of borrowings		(10,430)	(2)	(6,006)	(125)
Other changes in net financial debt		(691)		(4,072)	
Collections from disposal of equity investments without loss of control		1,944		-	
Payments for acquisition of equity investments without change of control and other transactions in non-controlling interests		(22)		(25)	
Issues of perpetual hybrid bonds[1]		889		1,738	
Redemptions of perpetual hybrid bonds[1]		(297)		(752)	
Purchase of treasury shares		(27)		(20)	
Dividends and interim dividends paid		(5,126)		(5,135)	
Coupons paid to holders of hybrid bonds		(240)		(182)	
Cash flows used in financing activities (C)		**(7,989)**		**(8,361)**	
of which: discontinued operations		-		*(16)*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(74)**		**(49)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**1,052**		**(4,400)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year[2]		7,143		11,543	
Cash and cash equivalents at the end of the year[3]		8,195		7,143	

426

(1) In order to improve presentation, two separate lines have been inserted under cash flows from financing activities to report gross issues and redemptions of hybrid bonds.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €6,801 million at January 1, 2024 (€11,041 million at January 1, 2023), short-term securities equal to €81 million at January 1, 2024 (€78 million at January 1, 2023) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €261 million at January 1, 2024 (€96 million at January 1, 2023) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at January 1, 2023.

(3) Of which cash and cash equivalents equal to €8,051 million at December 31, 2024 (€6,801 million at December 31, 2023), short-term securities equal to €138 million at December 31, 2024 (€81 million at December 31, 2023) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €6 million at December 31, 2024 (€261 million at December 31, 2023).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Notes to the consolidated financial statements

Basis of presentation

1. Form and content of the consolidated financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Milan stock exchange.
There were no changes in the company name in 2024.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.

The consolidated financial statements of the Group as at and for the year ended December 31, 2024 comprise the financial statements of Enel SpA, its subsidiaries and Group holdings in associates and joint ventures, as well as the Group's share of the assets, liabilities, costs and revenue of joint operations ("the Group").

A list of the subsidiaries, associates, joint operations and joint ventures included in the consolidation scope is attached.

These consolidated financial statements were approved and authorized for publication by the Board of Directors on March 13, 2025.
These consolidated financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements as at and for the year ended December 31, 2024 have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".

The consolidated financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.

The consolidated financial statements consist of the consolidated income statement, the statement of consolidated comprehensive income, the statement of consolidated financial position, the statement of changes in consolidated equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities recognized in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Group; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group.

The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit/(loss) from continuing operations and profit/(loss) from discontinued operations attributable to owners of the Parent and to non-controlling interests.

The consolidated statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of

any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations. More specifically, the statement of cash flows is presented on a gross basis and does not include non-cash transactions.

In particular, although the Group does not diverge from the provisions of IAS 7 in the classification of items:

- cash flows from operating activities report cash flows from core operations, interest on loans granted and obtained and dividends received from associates or joint ventures;
- investing activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets and contract assets related to service concession arrangements. They include, also, the effects of business combinations in which the Group acquires or loses control of companies, as well as other minor investments;
- cash flows from financing activities include cash flows generated by liability management transactions and leases, dividends and interim dividends paid to owners of the Parent and non-controlling interests and the effects of transactions in non-controlling interests that do not change the status of control of the companies involved;
- a separate item is used to report the impact of exchange rates on cash and cash equivalents and their impact on profit or loss is eliminated in full in order to neutralize the effect on cash flows from operating activities.

For more information on cash flows as reported in the statement of cash flows, please see note 44 "Cash flows".

The consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement bases applied to each individual item, and of non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.

The consolidated financial statements are presented in euro, the functional currency of the Parent Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.

The consolidated income statement, the statement of consolidated financial position and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in note 2.2 "Material accounting policies".

The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgment

Preparing the consolidated financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amount of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the period in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the consolidated financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

The information included in the consolidated financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

With regard to the effects of climate change issues, the Group believes that climate change represents an im-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

plicit element in the application of the methodologies and models used to perform estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, the Group has also taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management. In this regard, the main items included in the consolidated financial statements at December 31, 2024 affected by management's use of estimates and judgments refer to the impairment of non-financial assets and obligations connected with the energy transition, including those for decommissioning and site restoration of certain generation plants. For further details on these items, see note 17 "Property, plant and equipment", note 22 "Goodwill" and note 38 "Provisions for risks and charges".

Use of estimates

Revenue from contracts with customers

Revenue from supply of electricity and gas to end users is recognized at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of electricity consumption measured through periodic (and pertaining to the year) meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the period but not yet invoiced that is equal to the difference between the amount of electricity and gas delivered to the distribution network and that invoiced in the period, taking account of any network losses. Revenue between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption.
For more details on such revenue, see note 9 a. "Revenue from sales and services".

Impairment of non-financial assets

When the carrying amount of property, plant and equipment, investment property measured at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and investments in associates/joint ventures exceeds its recoverable amount, which is the higher of the fair value less costs to sell and the value in use, the assets are impaired.

Verification of the recoverable amount of such assets is performed in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 22 "Goodwill".

In order to determine the recoverable amount, the Group generally adopts the value in use criterion, intended as the present value of the estimated future cash flows generated by the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and of the specific risks of the asset.

Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions of such amounts could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
In line with its business model and in the context of the energy transition process, the Group has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, where necessary, the Group has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in note 22 "Goodwill".

Expected credit losses on financial assets

At the end of each reporting period, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.

Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgment in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Group's past experience, current market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).

For additional details on the general simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 46 "Financial instruments by category".

Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.

For trade receivables and contract assets the Group mainly applies a collective approach based on grouping them into specific clusters, taking into account the specific regulatory and business context. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk, does the Group apply an analytical approach.

Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.

For additional details on the key assumptions and inputs used, please see note 46 "Financial instruments by category".

Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions were significantly modified by the "Simplifications Decree" (Decree Law 135 of 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019). The regulations introduce a number of innovations which, if applied to existing concessions, would require a review of the useful lives of certain investments in hydroelectric plants in order to reflect the possibility that, at the end of the concession, some assets could be transferred free of charge to the new concession holder. However, in estimating the useful lives of these plants, management, with the support of a legal opinion, considered the foreseeable outcome of the appeals promptly lodged by the Group – and others – and the related constitutionality issues, which have also been raised by industrial associations. Consequently, we believe that the legislation raises serious constitutionality issues that will be effectively recognized in the appropriate fora. Accordingly, management deemed it appropriate not to reflect the changes introduced by the regulations and therefore has continued to measures the useful lives of the plants as has been done in previous years under the previous regulatory system, considering this to be the most realistic estimate.

Law 134 of August 7, 2012 containing "urgent measures for growth" (published in the *Gazzetta Ufficiale* of August 11, 2012) introduced a sweeping overhaul of the rules governing hydroelectric concessions. Among its various provisions, the law establishes that five years before the expiration of a major hydroelectric water diversion concession and in cases of lapse, relinquishment or revocation, where there is no prevailing public interest for a different use of the water, incompatible with its use for hydroelectric generation, the competent public entity shall organize a public call for tenders for the award for consideration of the concession for a period ranging from 20 to a maximum of 30 years.

In order to ensure operational continuity, the law also governs the methods of transferring ownership of the business unit necessary to operate the concession, including all legal relationships relating to the concession, from the outgoing concession holder to the

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

new concession holder, in exchange for payment of a price to be determined in negotiations between the departing concession holder and the grantor agency, taking due account of the following elements:

- for intake and governing works, penstocks and outflow channels, which under the consolidated law governing waters and electrical plants are to be relinquished free of charge (Article 25 of Royal Decree 1775 of December 11, 1933), the revalued cost less government capital grants, also revalued, received by the concession holder for the construction of such works, depreciated for ordinary wear and tear;
- for other property, plant and equipment, the market value, meaning replacement value, reduced by estimated depreciation for ordinary wear and tear.

While acknowledging that the new regulations introduce important changes as to the transfer of ownership of the business unit with regard to the operation of the hydroelectric concession, the practical application of these principles faces difficulties, given the uncertainties that do not permit the formulation of a reliable estimate of the value that can be recovered at the end of existing concessions (residual value).

Accordingly, management has decided it could not produce a reasonable and reliable estimate of residual value.

The fact that the legislation requires the new concession holder to make a payment to the departing concession holder prompted management to review the depreciation schedules for assets classified as to be relinquished free of charge prior to Law 134/2012 (until the year ended on December 31, 2011, given that the assets were to be relinquished free of charge, the depreciation period was equal to the closest date between the term of the concession and the end of the useful life of the individual asset), calculating depreciation no longer over the term of the concession but, if longer, over the useful life of the individual assets. If additional information becomes available to enable the calculation of residual value, the carrying amounts of the assets involved will be adjusted prospectively.

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.

For more information on financial instruments measured at fair value, please see note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

In accordance with IFRS 13, the Group includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, using the method discussed in note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Group's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.

The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost.

These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.

Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.

For more details on the main actuarial assumptions adopted, please see note 37 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 38 "Provisions for risks and charges".

Note 55 "Contingent assets and liabilities" also pro-

vides information regarding the most significant contingent assets and liabilities for the Group at year end.

Litigation

The Group is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Group, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is more likely than not and a reasonable estimate of the amount of the expense can be made.

Obligations associated with generation plants, including decommissioning and site restoration

Generation activities may entail obligations for the operator with regard to future interventions that will have to be performed following the end of the operating life of the plant.
Such interventions may involve the decommissioning of plants and site restoration, or other obligations linked to the type of generation technology involved. The nature of such obligations may also have a major impact on the accounting treatment used for them.

In the case of nuclear power plants, where the costs regard both decommissioning and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.

The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay to meet the obligations it has assumed.

The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant is located. That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in storage, decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection.

Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates.

Please see note 38 "Provisions for risks and charges" for more information on the discount rates, the estimated non-discounted costs and their timing, used to calculate the decommissioning and site restoration provisions.

Onerous contracts

In order to identify an onerous contract, the Group estimates the non-discretionary costs necessary to fulfil the obligations assumed (including any penalties) under the contract and the economic benefits that are presumed to be obtained from the contract.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Group uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with a similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Group estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain lessee-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Group is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Group approach to determine an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk-free rate, that consider the currency flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and also the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee;
- the lease related adjustments, in order to reflect into the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

For more information on lease liabilities, please see note 46 "Financial instruments by category".

Income tax

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2024, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits usable in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose future recovery is considered by management to be highly probable.

The recoverability of such assets is subject to the achievement of future profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.

Significant management judgment is required to assess the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Group should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to profit or loss in the year in which this circumstance arises.

The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.

For more detail in deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 23 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Identification of operating segments

In accordance with the requirements of IFRS 8, the Group's primary operating segments are represented by the business lines, identified as components:

- that engage in business activities from which they may earn revenue and incur expenses (including revenue and expenses relating to transactions with other components of the same entity);
- whose operating results are regularly reviewed by management to make decisions about resources to be allocated to the segment and assess its performance; and
- for which discrete financial information is available.

The Group's secondary operating segments are represented by the regions and countries where it operates, and provide an additional dimension of management analysis, enabling the monitoring of the performance of each business line on a geographical basis.

Identification of cash generating units (CGUs)

For impairment testing, if the recoverable amount cannot be determined for an individual asset, the Group identifies the smallest group of assets that generate largely independent cash inflows. The smallest group of assets that generates cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or group of assets is a CGU.

Identifying such CGUs involves management judgments regarding the specific nature of the assets and the business involved (geographical segment, business segment, regulatory framework, etc.). The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets, as well as the evidence that the cash inflows of the group of assets are largely independent of those associated with other assets (or groups of assets).

The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets. In particular, the number and scope of the CGUs are updated systematically to reflect the impact of new business combinations and reorganizations carried out by the Group.

The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated and the criteria for their identification are reported in note 22 "Goodwill".

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Group considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g. safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.

Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Group has taken account of its commitment under the Paris Agreement. For more information, please see note 17 "Property, plant and equipment".

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.

The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Group the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.

For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors, also in respect of voting or appointing directors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.) and other legal provisions. These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Group holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.

Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in an entity, the Group considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.

The Group reassesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of the parties that share joint control.

A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.

In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.

Following that analysis, the Group has considered its interest in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II as a joint operation.

The Group re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

For more information on the Group's investments in joint ventures, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Group exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Group has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.

In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

The Group re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

For more information on the Group's equity investments in associates, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

To determine whether a sale is highly probable, the Group considers whether:

- management has committed to a plan to sell the asset (or disposal group), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Group's control and there is sufficient evidence that the Group remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

In addition, an asset (or group of assets) shall be presented as a discontinued operation when it is classified as held for sale and:

- represents a separate major line of business or geographical area of operations;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major line of business or geographical area of operations; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

Application of "IFRIC 12 – Service concession arrangements" to concessions

The Group, as operator, applies IFRIC 12 to "public-to-private" service concession arrangements, under which a public entity (the grantor) conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services.

More specifically, management assesses whether "public-to-private" service concession arrangements are within the scope of IFRIC 12 on the basis of whether:

- the grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and
- the grantor controls – through ownership, beneficial entitlement or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

On the basis of that analysis, the provisions of IFRIC 12 are applicable to the service concession arrangements of a number of companies that operate primarily in Brazil.

Further details about service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 18 "Service concession arrangements".

Revenue from contracts with customers

The Group carefully analyzes the contractual terms and conditions on a jurisdictional level in order to determine when a contract exists and the terms of that contract's enforceability so as to apply IFRS 15 only to such contracts.

When a contract includes multiple promised goods or services, in order to assess if they should be accounted for separately or as a group, the Group considers both the individual characteristics of goods/services (i.e. whether they are distinct or are a series of distinct goods or services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customer), and the nature of the promise within the context of the contract. To this end, it is necessary to evaluate all the facts and circumstances relating to the specific contract under the relevant legal and regulatory framework. To evaluate when a performance obligation is satisfied, the Group evaluates when the control of the goods or services is transferred to the customer, assessed primarily from the perspective of the customer.

For each performance obligation, and in relation to the type of transaction:

- revenue is recognized over time on the basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation, as in the case of the provision of services. The measurement of progress towards complete satisfaction of a performance obligation is carried out consistently for performance obligations and similar circumstances using an "output" or "input" method. In particular, the cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress except when a specific analysis of the contract counsels the use of an alternative method. If it should prove impossible to reasonably assess progress towards satisfaction of the performance obligation, the Group recognizes revenue only to the extent of the incurred costs that are considered recoverable;
- if, on the other hand, the performance obligation is satisfied at a given moment, as in the case of the supply of goods, revenue is recognized at the point in time in which the customer obtains the control of the goods, considering all relevant indicators.

The Group considers all relevant facts and circumstances in determining whether a contract includes variable consideration (i.e. consideration that may vary or depends upon the occurrence or non-occurrence of a future event). In estimating variable consideration, the Group uses the method that better predicts the consideration to which it will be entitled, applying it consistently throughout the contract and for similar contracts, also considering all available information, and updating such estimates until the uncertainty is resolved. The Group includes the estimated variable consideration in the transaction price only to the extent that it is highly probable that a significant reversal in the cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved.

The Group considers that it is an agent in some contracts in which it is not primarily responsible for fulfilling the contract and therefore it does not control goods or services before they are being transferred to customers. For example, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities depending on local legal and regulatory framework.

For contracts that have more than one performance obligation (e.g. "bundled" sale contracts), the Group generally allocates the transaction price to each performance obligation in proportion to its stand-alone selling price. The Group determines stand-alone selling prices considering all information and using observable prices when they are available in the market or, if not, using an estimation method that maximizes the use of observable inputs and applying it consistently to similar arrangements.
If the Group evaluates that a contract includes an option for additional goods or services (e.g. customer loyalty programs or renewal options) that represents a material right, it allocates the transaction price to this option since the option gives rise to an additional performance obligation.

The Group assesses recoverability of the incremental costs of obtaining a contract either on a contract-by-contract basis, or for a group of contracts if those costs are associated with the group of contracts.

The Group supports the recoverability of such costs on the basis of its experience with other similar transactions and evaluating various factors, including potential renewals, amendments and follow-on contracts with the same customer.

The Group amortizes such costs over the average customer term. In order to determine this expected period of benefit from the contract, the Group considers its past experience (e.g. "churn rate"), the predictive evidence from similar contracts and available information about the market.

Power Purchase Agreements
Power Purchase Agreements (PPAs), which provide for the physical delivery of energy and which do not comply with the requirements of IFRS 10 for the existence of control or joint control over a company or an asset, and IFRS 16 for the recognition of a lease, but which comply with the definition of a derivative under IFRS 9, are accounted for on the basis of the own use exemption when the relevant conditions are met.

For more information on Virtual PPAs complying with the definition of derivative pursuant to IFRS 9, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

Classification and measurement of financial assets
At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.

In order to evaluate the contractual cash flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.

The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For more details, please see note 46 "Financial instruments by category".

Hedge accounting
Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of the Group's risk management strategies.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Accordingly, at the inception of the transaction the Group documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

For additional details on the key assumptions about effectiveness assessment and ineffectiveness measurement, please refer to note 49.1 "Derivatives and hedge accounting".

Leases
The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires considerable professional judgments for application of IFRS 16. In particular, this regards:
- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;
- the identification of the non-lease component into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

For more information on leases, please see note 19 "Leases".

Uncertainty over income tax treatments
The Group determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments, taking account of local tax regulations.

The Group makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.
For more information on income taxes, please see note 15 "Income taxes".

2.2 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company. Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries

Pursuant to IFRS 10, subsidiaries are all entities over which the Group has control. For more information on the definition of control, please see the section "Determination of the existence of control" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

The financial statements of subsidiaries used to prepare the consolidated financial statements were prepared at December 31, 2024 in accordance with the accounting policies adopted by the Group.

If a subsidiary uses different accounting policies from those adopted in preparing the consolidated financial statements for similar transactions and facts in similar circumstances, appropriate adjustments are made to ensure conformity with Group accounting policies.

The figures of the subsidiaries are consolidated on a full line-by-line basis as from the date control is acquired until such control ceases.

Profit or loss for the year and the other comprehensive income are attributed to owners of the Parent and non-controlling interests, even if this results in a loss for non-controlling interests.

All intercompany assets and liabilities, equity items, revenue, expenses and cash flows relating to transactions between entities of the Group are eliminated in full.

Changes in ownership interest in subsidiaries that do not result in loss of control are accounted for as equity transactions, with the carrying amounts of the controlling and non-controlling interests adjusted to reflect changes in their interests in the subsidiary. Any difference between the amount to which non-controlling interests are adjusted and the fair value of the consideration paid or received is recognized in consolidated equity.

When the Group ceases to have control over a subsidiary, any interest retained in the entity is remeasured to its fair value, recognized through profit or loss, at the date when control is lost, recognizing any gain or loss from the loss of control through profit or loss. In addition, any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former subsidiary are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

Investments in associates and joint ventures

In the consolidated financial statements, investments in associated companies and joint arrangements are measured in accordance with the requirements established by "IAS 28 - Investments in Associates and Joint Ventures" and "IFRS 11 - Joint Arrangements".
In this respect, an associate is an entity over which the Group has significant influence, while a joint venture is a joint arrangement over which the Group exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement.
The Group's investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method, under which these investments are initially recognized at cost and any goodwill arising from the difference between the cost of the investment and the Group's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities at the acquisition date is included in the carrying amount of the investment.
After the acquisition date, their carrying amount is adjusted to recognize changes in the Group's share of profit or loss of the associate or joint venture in Group profit or loss. Adjustments to the carrying amount may also be necessary following changes in the Group's share in the associate or joint venture as a result of changes in the other comprehensive income of the investee. The Group's share of these changes is recognized in the Group's other comprehensive income.
Distributions received from joint ventures and associates reduce the carrying amount of the investments.
Gains and losses resulting from transactions between the Group and the associates or joint ventures are eliminated to the extent of the interest in the associate or joint venture.
The financial statements of the associates or joint ventures are prepared for the same reporting period as the Group.
After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in an associate or joint venture. If there is objective evidence of a loss of value, the entire carrying amount of the investment undergoes impairment testing pursuant to IAS 36 as a single asset. For more information on impairment, please see the section "Impairment of non-financial assets" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

If the investment ceases to be an associate or a joint venture, the Group recognizes any retained investment at its fair value, through profit or loss. Any amounts

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

previously recognized in other comprehensive income in respect of the former associate or joint venture are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

If the ownership interest in an associate or a joint venture is reduced, but the Group continues to exercise a significant influence or joint control, the Group continues to apply the equity method and the share of the gain or loss that had previously been recognized in other comprehensive income relating to that reduction is accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

Joint operations are joint arrangements whereby the Group, which holds joint control, has rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement. For each joint operation, the Group recognized assets, liabilities, costs and revenue on the basis of the provisions of the arrangement rather than the interest held.

Where there is an increase in the interest in a joint arrangement that meets the definition of a business:

- if the Group acquires control, and had rights over the assets and obligations for the liabilities of the joint arrangement immediately before the acquisition date, then the transaction represents a business combination achieved in stages, with the remeasurement of the interest it held previously in the joint operation at its fair value at each acquisition date;
- if the Group obtains joint control (i.e. it already had an interest in a joint operation without holding joint control), the interest previously held in the joint operation shall not be remeasured.

For more information on the Group's investments in associates and joint ventures, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.
Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the spot exchange rate prevailing at the reporting date.
Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date the fair value was determined.
Any exchange differences are recognized through profit or loss.
In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Translation of financial statements denominated in a foreign currency

For the purposes of the consolidated financial statements, all revenue, expenses, assets and liabilities are stated in euro, which is the presentation currency of the Parent.
Pursuant to IAS 21, in order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies with functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euros by applying the closing exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period to the income statement items on the condition it approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions.
Any resulting exchange gains or losses are recognized as a separate component of equity in a special reserve. The gains and losses are recognized proportionately in the income statement on the disposal (partial or total) of the subsidiary.
When the functional currency of a consolidated company is the currency of a hyperinflationary economy, the Group restates the financial statements in accordance with "IAS 29 - Financial Reporting in Hyperinflationary Economies" before applying the specific conversion method set out below.
In order to consider the impact of hyperinflation on the local currency exchange rate, the financial position and performance (i.e. assets, liabilities, equity

items, revenue and expenses) of a company of the Group whose functional currency is the currency of a hyperinflationary economy are translated into the Group's presentation currency (the euro) using the exchange rate prevailing at the reporting date, except for comparative amounts presented in the previous year's financial statements which are not adjusted for subsequent changes in the price level or subsequent changes in exchange rates.

Goodwill

Goodwill represents the future economic benefits arising from other assets acquired in a business combination that are not individually identified and separately recognized and is recognized in the consolidated financial statements as at the date of acquisition of control of the business.

To this end, the Group recognizes business combinations using:

- the "purchase method", for all business combinations initiated before January 1, 2010 and completed within that financial year on the basis of IFRS 3 (2004), where the purchase cost is equal to the fair value at the date of the exchange of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, plus costs directly attributable to the acquisition. This cost was allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values. Any positive difference between the cost of the acquisition and the fair value of the net assets acquired attributable to owners of the Parent was recognized as goodwill. In the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition any adjustment to the fair value of the net assets acquired previously was recognized in equity; the amount of goodwill was determined for each transaction separately based on the fair values of the acquiree's net assets at the date of each exchange transaction;
- the "acquisition method", for all business combinations carried out as from January 1, 2010 that are recognized on the basis of IFRS 3 (2008), which is referred to as IFRS 3 (Revised) hereafter, where the purchase cost (the consideration transferred) is equal to the fair value at the purchase date of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, as well as any equity instruments issued by the purchaser. The purchase cost includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement. The consideration transferred is allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values as at the acquisition date. In this regard, goodwill is defined as the excess of the consideration transferred, measured at fair value as at the acquisition date, the amount of any non-controlling interest in the acquiree plus the fair value of any equity interest in the acquiree previously held by the Group (in a business combination achieved in stages) over the net amount of the identifiable assets acquired and the liabilities incurred or assumed measured at fair value. The carrying amount of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net identifiable assets of the acquiree or at their fair value as at the acquisition date.

IFRS 3 Revised requires, among other things, the following:

- costs directly attributable to the acquisition are recognized through profit or loss;
- in the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition of control the previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value and any positive or negative difference is recognized in profit or loss;
- any contingent consideration is recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration classified as an asset or a liability, or as a financial instrument within the scope of IFRS 9, are recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IFRS 9, it is measured in accordance with the appropriate IFRS-IAS. Contingent consideration that is classified as equity is not re-measured, and its subsequent settlement is accounted for within equity;
- if the fair values of the assets, liabilities and contingent liabilities can only be calculated on a provisional basis, the business combination is recognized using such provisional values. Any adjustments resulting from the completion of the measurement process are recognized within 12 months of the date of acquisition, restating comparative figures.

Goodwill arising on the acquisition of subsidiaries is recognized separately. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for impairment at least annually. For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

each CGU or group of CGUs that is expected to benefit from the synergies of the combination.
For more information, please see the following section "Impairment of non-financial assets".

Goodwill relating to equity investments in associates and joint ventures is included in their carrying amount.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by IFRS, the Group applies IFRS 13.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).

The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Group has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.

When measuring fair value, the Group considers the characteristics of the asset or liability, in particular:
- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Group itself;
- for groups of financial assets and liabilities managed on the basis of their net exposure to market risks or credit risk, see note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
The cost is also increased by the present value of the estimate of the costs of decommissioning and restoring the site on which the asset is located where there is a legal or constructive obligation to do so. The corresponding liability is recognized under provisions for risks and charges. More information on changes in the estimate of these costs, the passage of time and the discount rate is discussed in note 2.1 "Use of estimates and management judgement".
Property, plant and equipment transferred from customers to connect them to the electricity distribution network and/or to provide them with other related services is initially recognized at its fair value at the date on which control is obtained.
Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset, i.e. an asset that takes a substantial period of time to get ready for its intended use or sale, are capitalized as part of the cost of the assets themselves. Borrowing costs associated with the purchase/construction of assets that do not meet such requirement are expensed in the period in which they are incurred.
Certain assets that were revalued at the IFRS transition date or in previous periods are recognized at their fair value, which is considered to be their deemed cost at the revaluation date.
Where individual items of major components of property, plant and equipment have different useful lives, the components are recognized and depreciated separately.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that

future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Group and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.

The cost of replacing part or all of an asset is recognized as an increase in the carrying amount of the asset and is depreciated over its useful life; the carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.

Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually. Any changes in depreciation criteria shall be applied prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and note 17 "Property, plant and equipment". For information on any changes in the useful lives made by the Group during the year, see note 10.e "Depreciation, amortization and other impairment losses" and note 17 "Property, plant and equipment".

Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Assets to be relinquished free of charge

The Group's plants include assets to be relinquished free of charge at the end of the concessions. These mainly regard major water diversion works and the public lands used for the operation of the thermal power plants.

Within the Italian regulatory framework in force until 2011, if the concessions are not renewed, at those dates all intake and governing works, penstocks, outflow channels and other assets on public lands were to be relinquished free of charge to the State in good operating condition. Accordingly, depreciation on assets to be relinquished was calculated over the shorter of the term of the concession and the useful life of the assets.

In the wake of the legislative changes introduced with Law 134 of August 7, 2012, the assets previously classified as assets "to be relinquished free of charge" connected with the hydroelectric water diversion concessions are now considered in the same manner as other categories of "property, plant and equipment" and are therefore depreciated over the useful life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012", which you are invited to consult for more details.

In accordance with Spanish laws 29/1985 and 46/1999, hydroelectric power stations in Spanish territory operate under administrative concessions at the end of which the plants will be returned to the government in good operating condition. The terms of the concessions extend up to 2078.

A number of generation companies that operate in Latin America hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire in in Argentina in 2087, in Brazil in 2047, in Costa Rica in 2031, in Panama in 2062 and in Guatemala in 2062.

Service concession arrangements

When acting as operator under "public-to-private" service concession arrangements, the Group constructs/upgrades infrastructure used to provide a public service and/or operates and maintains that infrastructure for the years of the concession, in accordance with the terms specified in the contract.

In these circumstances, the Group does not account for the infrastructure operated under a service concession arrangement within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment, recognizing and measuring revenue in accordance with IFRS 15 for the services it performs. In particular, when the Group provides construction or upgrade services, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- a financial asset, if the Group has an unconditional contractual right to receive cash or another financial asset from the grantor (or from a third party at the direction of the grantor), that is the grantor has little discretion to avoid payment; and/or
- an intangible asset, if the Group receives the right (a license) to charge users of the public service provided and thus does not have an unconditional right to receive cash because the amounts are contingent on the extent that the public uses the service.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

If the Group (as operator) has a contractual right to receive an intangible asset, borrowing costs are capitalized using the criteria specified in note 17 "Property, plant and equipment".
However, for construction/upgrade services, both types of consideration are classified as a contract asset during the construction/upgrade period.
For more details about such consideration, please see note 9.a "Revenue from sales and services".
Conversely, where the service concession arrangement provides that the infrastructure used for to operate the concessions themselves do not comply with the requirements established by IFRIC 12 and, in particular, are owned and available to the operator or have an indefinite expiry, the carrying amount of the assets attributable to these concessions is recognized under "Property, plant and equipment" and accounted for in accordance with IAS 16.
Information on the main characteristics of the Group's service concession arrangements can be found in note 18 "Service concession arrangements".

Leases

At inception of a contract, the Group assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.

When the Group acts as a lessee, it recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to retire and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets. If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Group will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
For information on the depreciation period of right-of-use assets, see note 19 "Leases".
In addition, the right-of-use assets are subject to impairment testing and adjusted for any remeasurement of lease liabilities.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term, discounted using the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the period in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Group applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. For example, the Group has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Group, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost for internally generated assets and are recognized only when the Group can demonstrate the technical feasibility of completing the asset, its intention and ability to complete development and to use or sell the asset and the availability of resources to complete the asset.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.

Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.

Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and note 21 "Intangible assets".

Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.

Infrastructure classified as intangible assets under IFRIC 12 is amortized over the term of the contract. For more information, see note 18 "Service concession arrangements".

The Group's intangible assets have a finite useful life, with the exception of a number of concessions and goodwill.

Intangible assets with indefinite useful lives are not amortized, but are tested for impairment annually.
The assessment of indefinite useful life is reviewed annually to determine whether the indefinite useful life continues to be supportable. If not, the change in useful life from indefinite to finite is accounted for as a change in accounting estimate.

The Group presents costs to obtain a contract with a customer capitalized in accordance with IFRS 15 as intangible assets, only if:

- the costs are incremental, that is they are directly attributable to an identified contract and the Group would not have incurred them if the contract had not been obtained;
- the Group expects to recover them, through reimbursements (direct recoverability) or the margin (indirect recoverability).

In particular, the Group generally capitalizes trade fees and commissions paid to agents for such contracts if the capitalization criteria are met.
Capitalized customer contract costs are amortized on a systematic basis, consistent with the pattern of the transfer of the goods or services to which they relate, and undergo impairment testing to identify any impairment losses to the extent that the carrying amount of the asset recognized exceeds the recoverable amount.
The Group amortizes the capitalized customer contract costs on a straight-line basis over the expected period of benefit from the contract (i.e. the average term of the customer relationship): any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 - Impairment of Assets" at each reporting date, property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).
CGUs to which goodwill is allocated, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the Group's most recent Business Plan. For the estimate of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

The recoverable amount is determined for an individual asset, unless the asset do not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets and therefore it is determined for the CGU to which the asset belongs.
If the carrying amount of an asset or of a CGU to which it is allocated is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss and presented under "Depreciation, amortization and other impairment losses".
Impairment losses of CGUs are firstly charged against the carrying amount of any goodwill attributed to it and then against the other assets, in proportion to their carrying amount.

If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer apply, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and other impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized. The original amount of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer apply.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Inventories

Pursuant to IAS 2, inventories are measured at the lower of cost and net realizable value except for inventories involved in trading activities, which are measured at fair value with recognition through profit or loss. Cost is determined on the basis of average weighted cost, which includes related ancillary charges. Net estimated realizable value is the estimated normal selling price net of estimated costs to sell or, where applicable, replacement cost.
For the portion of inventories held to discharge sales that have already been made, the net realizable value is determined on the basis of the amount established in the contract of sale.
Inventories include environmental certificates (for example, green certificates, energy efficiency certificates and European CO_2 emissions allowances and guarantees of origin and renewable energy certificates) not used for compliance in the reporting period. These inventories are allocated to different portfolios, distinguishing between those held for trading or non-trading purposes. For more details on inventories please see note 56 "Environmental programs".
Materials and other consumables (including energy commodities) held for use in production are not written down if it is expected that the final product in which they will be incorporated will be sold at a price sufficient to enable recovery of the cost incurred.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial Instruments: Presentation" and "IFRS 9 - Financial Instruments".
A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. the trade date).

Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Group applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Group initially measures financial assets other than the above-mentioned trade receivables at their fair value plus, in the case of a financial asset not measured at fair value through profit or loss, transaction costs.

Financial assets are classified, at initial recognition, as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:
- the Group's business model for managing financial assets, that is the way in which the Group manages its financial assets in order to generate cash flows (i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:
- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets at fair value through OCI with reclassification of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Debt instruments

Financial assets at fair value through other comprehensive income are assets held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling financial assets and whose contractual cash flows give rise, on specified

dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Changes in fair value for these financial assets are recognized in other comprehensive income as well as loss allowances that do not reduce the carrying amount of the financial assets.
When a financial asset is derecognized (e.g. at the time of sale), the cumulative gains and losses previously recognized in equity (except impairment and foreign exchange gains and losses to be recognized in profit or loss) are reversed to profit or loss.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Group may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represents a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or held principally for the purpose of selling or repurchasing in the short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- financial assets that qualify as contingent consideration.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on such investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.

The impairment model adopted by the Group in compliance with IFRS 9 is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the asset, generally equal to 12 months.

For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.

The Group recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.

The Group applies the low credit risk exemption, avoiding the recognition of loss allowances at an amount equal to lifetime expected credit losses due to a significant increase in credit risk of debt securities at fair value through OCI, whose counterparty has a strong financial capacity to meet its contractual cash flow obligations (e.g. investment grade).
For more information on the impairment of financial assets, please see note 46 "Financial instruments by category".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid short-term financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.

In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Financial liabilities at amortized cost
This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.

Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Group becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss
Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:
- financial liabilities held for trading incurred for the purpose of repurchasing in the near term;
- derivative financial instruments entered into by the Group that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9;
- financial liabilities that qualify as contingent consideration.

Derecognition of financial assets and liabilities
Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:
- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Group has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Group has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Group recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.
Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.

When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments
Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.
All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.
Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting, and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Group intention to hold the financial instrument till maturity or not.
For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

447

Embedded derivatives
An embedded derivative is a derivative included in a "combined" contract (the so-called "hybrid instrument") that contains another non-derivative contract (the so-called "host contract") and gives rise to some or all of the combined contract's cash flows. Embedded derivatives are separated from the host contract and accounted for as derivatives when:
- the host contract is not a financial instrument measured at fair value through profit or loss;
- the economic risks and characteristics of the embedded derivative are not closely related to those of the host contract;
- a separate contract with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative.

Embedded derivatives that are separated from the host contract are recognized in the consolidated financial statements at fair value with changes recognized in profit or loss (except when the embedded derivative is part of a designated hedge relationship).
Contracts that do not represent financial instruments

to be measured at fair value are analyzed in order to identify any embedded derivatives, which are to be separated and measured at fair value. This analysis is performed when the Group becomes party to the contract or when the contract is renegotiated in a manner that significantly changes the original associated cash flows.
The main Group contracts that may contain embedded derivatives are contracts to buy or sell energy commodities.

Contracts to buy or sell non-financial items
In general, contracts to buy or sell non-financial items that are entered into and continue to be held for receipt or delivery in accordance with the Group's normal expected purchase, sale or usage requirements are out of the scope of IFRS 9 and then recognized as executory contracts, in accordance with the "own use exemption".

A contract to buy or sell non-financial items is classified as "normal purchase or sale" if it is entered into:
- for the purpose of the physical settlement;
- in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements.

Moreover, contracts to buy or sell non-financial items with physical settlement (for example, fixed-price forward contracts on energy commodities) that do not qualify for the own use exemption are recognized as derivatives measured at fair value from the trade date only if:
- they can be settled net in cash; and
- they are not entered into in accordance with the Group's expected purchase, sale or usage requirements.

Trading contracts are valued at fair value through profit or loss: the results of the measurement of changes in the fair value of contracts still outstanding at the reporting date are recognized on a net basis under the item "Net results from commodity contracts", while at the settlement date:
- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the sale of energy commodities as well as the related revenue, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized in "Other revenue";
- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the purchase of energy commodities as well as the related cost, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized under "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Contracts to buy or sell non-financial items falling within the scope of application of IFRS 9 can also be subsequently designated as hedging instruments if they satisfy the requirements for hedge accounting.

The Group analyzes all contracts to buy or sell non-financial assets on an ongoing basis, with a specific focus on forward purchases and sales of electricity and energy commodities, in order to determine if they shall be classified and treated in accordance with IFRS 9 or if they have been entered into for "own use".

Offsetting of financial assets and liabilities
The Group offsets financial assets and liabilities when it:
- currently has a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- intends either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Hyperinflation

Pursuant to IAS 29, in a hyperinflationary economy, the Group adjusts non-monetary items, equity and items deriving from index-linked contracts up to the limit of recoverable amount, using a price index that reflects changes in general purchasing power.

The effects of initial application are recognized in equity net of tax effects. Conversely, during the hyperinflationary period (until it ceases), the gain or loss resulting from adjustments is recognized in profit or loss and disclosed separately in financial income and expense.

These provisions are applied to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary since July 1, 2018.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

Pursuant to IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.

For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
If the Group is committed to a sale program involving loss of control of a subsidiary and the requirements provided for under IFRS 5 are met, all the assets and liabilities of that subsidiary are classified as held for sale when the classification criteria are met, regardless of whether the Group will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.
The Group applies these classification criteria as envisaged in IFRS 5 to an investment, or a portion of an investment, in an associate or a joint venture. Any retained portion of an investment in an associate or a joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion that is classified as held for sale takes place.
Non-current assets (or disposal groups) and liabilities of disposal groups classified as held for sale are presented separately from other assets and liabilities in the statement of consolidated financial position.
The amounts presented for non-current assets or for the assets and liabilities of disposal groups classified as held for sale are not reclassified or re-presented for prior periods presented.
Immediately before the initial classification of non-current assets (or disposal groups) as held for sale, the carrying amounts of such assets (or disposal groups) are measured in accordance with the accounting standard applicable to those assets or liabilities.
Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell. Impairment losses for any initial or subsequent write-down of the assets (or disposal groups) to fair value less costs to sell and gains for their reversals are recognized in profit or loss from continuing operations.
Non-current assets are not depreciated (or amortized) while they are classified as held for sale or while they are part of a disposal group classified as held for sale.
If a component of the Group is a discontinued operation, the Group presents, in a separate line item of the income statement, a single amount comprising the total of:

- the post-tax profit or loss of discontinued operations; and
- the post-tax gain or loss recognized on the measurement at fair value less costs to sell or on the disposal of the assets or disposal groups constituting the discontinued operation.

The corresponding amount is restated in the income statement for prior periods presented in the financial statements, so that the disclosures relate to all operations that are discontinued by the end of the current reporting period. If the Group ceases to classify a component as held for sale, the results of the component previously presented in discontinued operations are reclassified and included in profit or loss from continuing operations for all periods presented.

Environmental certificates

In the absence of specific IAS/IFRS rules, the accounting treatment adopted by the Group complies with the general rules included in the body of applicable IAS/IFRS accounting standards and with international best practice.
In particular, the Group accounting treatment of environmental certificates reflects the business model of the entities involved and, therefore, the different features of the business conducted by these entities, distinguishing between those that generate electricity from renewable sources, obligated parties, traders and other entities that operate in the energy services sector even though they are not obligated parties.
Further details on the application of this accounting model are provided in note 56 "Environmental programs".

Employee benefits

Post-employment and other long-term benefits

Pursuant to IAS 19, the Group determines separately for each plan liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment or other long-term benefits accrued during the employment period. The Group uses actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and an appropriate discount rate to determine the present value of those plans.

The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the plan assets exceed the present value of the related defined-benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.
As regards the liabilities/(assets) of defined-benefit plans, the Group recognizes the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

In addition, the Group is involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized through profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the period.

Termination benefits
Pursuant to IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Group's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.

Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:
- when the entity can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the entity recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments
The Group undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer/General Manager and for key management personnel.
The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met.
Pursuant to IFRS 2, the Group classifies the monetary component as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit.
In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 51 "Share-based payments".

In particular for the equity component, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in a specific equity item, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to the Group of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions or non-vesting conditions will be satisfied at the end of the vesting period.

Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred. Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

Pursuant to IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money in respect of time and the risks for which the expected future cash flows have not been adjusted.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor (i.e. the unwinding of the discount) is recognized as a financial expense.
When the Group expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Where the liability relates to decommissioning and/or site restoration in respect of property, plant and equipment, the initial recognition of the provision is made against the related asset and the expense is then recognized in profit or loss through the depreciation of the asset involved.
Where the liability regards the treatment and storage of nuclear waste and other radioactive materials, the provision is recognized against the related operating costs.
A liability for restructuring refers to a program planned and controlled by management that materially changes the scope of a business undertaken by the Group or the manner in which the business is conducted. Such a liability is recognized when a constructive obligation is established, i.e. when the Group has approved a detailed formal restructuring plan and has started to implement the plan or has announced its main features to those affected by it.
Provisions do not include liabilities in respect of uncertain income tax treatments that are recognized as tax liabilities.

The Group could provide a warranty in connection with the sale of a product (whether a good or service) from contracts with customers in the scope of IFRS 15, in accordance with the contract, the law or its customary business practices. In this case, the Group assesses whether the warranty provides the customer with assurance that the related product will function as the parties intended because it complies with agreed-upon specifications or whether the warranty provides the customer with a service in addition to the assurance that the product complies with agreed-upon specifications.

After the assessment, if the Group establishes that an assurance warranty is provided, it recognizes a separate warranty liability and corresponding expense when transferring the product to the customer, as additional costs of providing goods or services, without attributing any of the transaction price (and therefore revenue) to the warranty. The liability is measured and presented as a provision.

Otherwise, if the Group determines that a service warranty is provided, it accounts for the promised warranty as a performance obligation in accordance with IFRS 15, recognizing the contract liability as revenue over the period the warranty service is provided and the costs associated as they are incurred.

Finally, if the warranty includes both an assurance element and a service element and the Group cannot reasonably account for them separately, then it accounts for both of the warranties together as a single performance obligation.

Changes in estimates of accruals to the provisions addressed here are recognized through profit or loss in the period in which the changes occur, with the exception of those in the costs of decommissioning, retiring and/or restoration resulting from changes in the timetable and costs necessary to extinguish the obligation or from a change in the discount rate. These changes increase or decrease the carrying amount of the related assets and are taken to profit or loss through depreciation. Where they increase the carrying amount of the assets, it is also determined whether the new carrying amount of the assets is fully recoverable. If this is not the case, a loss equal to the unrecoverable amount is recognized through profit or loss.
Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in profit or loss.

For more information on the estimation criteria adopted in determining provisions for retiring and/or restoration of property, plant and equipment, especially those associated with decommissioning nuclear power plants and storage of waste fuel and other radioactive materials, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

For more information on the determination of provisions for environmental certificates please see note 56 "Environmental programs".

Revenue from contracts with customers

The Group recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration at which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services, using the five-step model envisaged by IFRS 15:

- identify the contract with the customer;
- identify the performance obligations in the contract, that is, all goods or services promised in the contract;
- determine the transaction price at inception of the contract considering any variable considerations, non-cash consideration received from a customer or payable to the customer, significant financing components;
- allocate the transaction price, at contract inception, to each separate performance obligation;
- recognize revenue, when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

The Group does not disclose the information about the remaining performance obligations in existing contracts if the performance obligation is part of a contract that has an original expected duration of one year or less and if the Group recognizes revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer.

More information on the application of this revenue recognition model is provided in note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in note 9.a "Revenue from sales and services".

Other revenue

The Group recognizes revenue other than that deriving from contracts with customers mainly referring to:

- revenue from the sale of energy commodities based on contracts with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore is recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- changes in the fair value of settled contracts to sell energy commodities with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore are recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating income

Other operating income primarily includes gains on disposal of assets that are not an output of the Group's ordinary activities and government grants.
Pursuant to IAS 20, government grants, including non-monetary grants at fair value, are recognized where there is reasonable assurance that they will be received and that the Group will comply with all conditions attaching to them as set by the government, government agencies and similar bodies whether local, national or international.

When loans are provided by governments at a below-market rate of interest, the benefit is regarded as a government grant. The loan is initially recognized and measured at fair value and the government grant is measured as the difference between the initial carrying amount of the loan and the funds received. The loan is subsequently measured in accordance with the requirements for financial liabilities.

Government grants are recognized in profit or loss on a systematic basis over the periods in which the Group recognizes as expenses the costs that the grants are intended to compensate.

When government grants are received to purchase, build or otherwise acquire non-current assets (for example, an item of property, plant and equipment or an intangible asset), they are deducted from the carrying amount of the asset and are recognized in profit or loss over the depreciable/amortizable life of the asset as a reduction in the depreciation/amortization charge. If there is insufficient information to enable adequate attribution to the fixed assets to which they refer, capital grants are recognized as deferred income under other liabilities, and credited to profit or loss on a systematic basis over the useful life of the asset.

Where the Group receives government grants in the form of a transfer of a non-monetary asset for the use of the Group, it accounts for both the grant and the asset at the fair value of the non-monetary asset received at the date of the transfer.

Net results from commodity contracts

The net results from commodity contracts include:

- the net income or expense from commodity derivatives, including derivatives designated as cash

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

flow hedges and derivatives measured at fair value through profit or loss, whether settled or outstanding at the reporting date; and
- the net gain/(loss) from the measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date.

Dividends

Pursuant to "IFRS 9 – Financial Instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.

Dividends and interim dividends payable to the Parent's shareholders and non-controlling interests are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 – Uncertainty over Income Tax Treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "income tax liabilities" net of payments on account, or under "tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.

Such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.

Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.

Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of goodwill; or (ii) from the initial recognition of an asset or a liability in a transaction which is not a business combination and, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit (tax loss), and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (iii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and joint ventures, when the Group can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carry forward of tax losses and any unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining 'uncertainty', it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term 'probable' is defined as 'more likely than not'), then the Group recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.

Conversely, when the Group feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Group reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.
For more information on uncertainty over tax treatments, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Group presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

3. New and amended standards and interpretations

The Group has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2024.

- *"Amendments to IAS 7 – Statement of cash flows and IFRS 7 – Financial Instruments Disclosures: Supplier Finance Arrangements"*, issued in May 2023. The amendments clarify the characteristics of supplier finance arrangements (SFAs) and require the provision of additional disclosures to enable users of financial statements to evaluate the impact of such arrangements on liabilities, cash flows and exposure to liquidity risk.
  The amendments also clarify that these arrangements provide the entity with extended payment terms, or the entity's suppliers with early payment terms, compared to the related payment due date.
  The amendments to IAS 7 provide a list of disclosures, to be reported in aggregate form, for SFAs with similar characteristics.
  The amendments to IFRS 7 add SFAs to the list of factors that could be considered when providing required disclosures on liquidity risk management, and include such arrangements as a possible source of concentration of liquidity risk.
  The IASB does not require disclosure of comparative information or disclosure of opening balances during the first year of application.
  Following the implementation of these amendments, the Group has provided further information on its SFAs. In this regard, please refer to note 39 "Trade payables".
- *"Amendments to IAS 1 – Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the amendments eliminate the requirement that the right to defer be unconditional and clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about the exercise of the right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the liability at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance with those terms until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services. In this regard, terms of a liability that could, at the option of the counterparty, result in its settlement by the transfer of the entity's own equity instruments (e.g. conversion options) do not affect its classification as current or non-current if, applying IAS 32, the entity classifies the option as an equity instrument, recognizing it separately from the liability.

  The application of the amendments has not had a material impact in these consolidated financial statements.
- *"Amendments to IAS 1 – Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. The amendments are intended to:
  - clarify that the classification of a liability as current or non-current is subject to any covenants, present in the arrangement if an entity is required to comply with the covenant on or before the end of the reporting period; and
  - improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants. Specifically, the amendments require disclosures that enable users of financial statements to understand the risk that the liabilities could become repayable within 12 months after the reporting period, including: (a) information about the covenants (including the nature of the covenants and when the entity is required to comply with them) and the carrying amount of related liabilities; (b) facts and circumstances, if any, that indicate the entity may have difficulty complying with the covenants.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The application of the amendments has not had a material impact in these consolidated financial statements.

- *"Amendments to IFRS 16 – Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments specify the criteria that the seller-lessee shall use in measuring the liability arising from a sale and leaseback transaction in order to ensure that the seller-lessee does not recognize any amount of the gain or loss that relates to the right of use retained by the seller-lessee.
  Specifically, IFRS 16 requires the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset in respect of the retained right-of-use and, consequently, to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor.
  Moreover, the amendments apply to sale and leaseback transactions in which lease payments include variable payments that do not depend on an index or rate.
  The application of the amendments has not had a material impact in these consolidated financial statements.

4. Minimum tax

The Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules), which are intended to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax in each jurisdiction in which they operate, have been enacted or substantially enacted in certain jurisdictions in which the Enel Group operates. In general, the rules envisage the application of a "top-up" tax to the excess profit in a jurisdiction to bring the effective tax rate on that income up to a minimum of 15%.

For this purpose, the Group has conducted an assessment of its potential exposure to the top-up tax in such jurisdictions, which found that there are a limited number of circumstances in which the effective tax rate is below 15%.

On the basis of this assessment, the potential top-up tax that the Enel Group will have to pay as the difference between the effective tax rates calculated per jurisdiction based on the GloBE Rules and the minimum rate of 15% will not have a significant impact.

In application of the provisions of the amendment of "IAS 12 – International Tax Reform – Pillar II Model Rules", the Group has applied the mandatory temporary exemption to requirements regarding deferred taxes deriving from the application of Pillar II. The Group will recognize the taxes emerging from the application of the rules as current taxes when they are incurred (see note 23 "Deferred tax assets and liabilities").

5. Argentina – Hyperinflationary economy: impact of the application of IAS 29

As from July 1, 2018, the Argentine economy has been considered hyperinflationary based on the criteria established by "IAS 29 – Financial reporting in hyperinflationary economies". This designation is determined following an assessment of a series of qualitative and quantitative circumstances, including the presence of a cumulative inflation rate of more than 100% over the previous three years.

For the purposes of preparing the consolidated financial statements at December 31, 2024, and in accordance with IAS 29, certain items of the statements of financial position of the investees in Argentina have been remeasured by applying the general consumer price index to historical data in order to reflect changes in the purchasing power of the Argentine peso at the reporting date for those companies.

Bearing in mind that the Enel Group acquired control of the Argentine companies on June 25, 2009, the remeasurement of the non-monetary financial statement figures was conducted by applying the inflation indices starting from that date. In addition to being already reflected in the opening statement of financial position, the accounting effects of that remeasurement also include changes during the period.
More specifically, the effect of the remeasurement of non-monetary items, the equity items and the income statement items recognized in 2024 was recognized in a specific line of the income statement under financial income and expense. The associated tax effect was recognized in taxes for the year.

In order to also take account of the impact of hyperinflation on the exchange rate of the local currency, the income statement balances expressed in the hyperinflationary currency have been translated into the Group's presentation currency (euro) applying, in accordance with IAS 21, the closing exchange rate rather than the average rate for the year in order to adjust these amounts to present values.
The cumulative changes in the general price indices from December 31, 2018 until December 31, 2024 are shown in the following table:

Periods	Cumulative change in general consumer price index
From July 1, 2009 to December 31, 2018	346.30%
From January 1, 2019 to December 31, 2019	54.46%
From January 1, 2020 to December 31, 2020	35.41%
From January 1, 2021 to December 31, 2021	49.73%
From January 1, 2022 to December 31, 2022	97.06%
From January 1, 2023 to December 31, 2023	222.01%
From January 1, 2024 to December 31, 2024	109.22%

In 2024 the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €321 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2024 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2024, differentiating between that concerning the revaluation on the basis of the general consumer price index and that due to the application of the closing exchange rate rather than the average exchange rate for the period, in accordance with the provisions of IAS 21 for hyperinflationary economies.

456

Millions of euro	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2023	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2024
Total assets	1,294	1,269	(230)	2,333
Total liabilities	438	348	(76)	710
Equity	856	921[1]	(154)	1,623

(1) The figure includes profit for year equal to €79 million.

Millions of euro	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect at Dec. 31, 2024
Revenue	259	(86)	173
Costs	387[1]	(87)[2]	300
Operating profit	**(128)**	**1**	**(127)**
Net financial income/(expense)	19	28	47
Net income/(expense) from hyperinflation	321	-	321
Pre-tax profit/(loss)	**212**	**29**	**241**
Income taxes	133	16	149
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**79**	**13**	**92**
Attributable to owners of the Parent	32	18	50
Attributable to non-controlling interests	47	(5)	42

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €144 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(4) million.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

6. Climate change disclosures

The move towards "net zero" is under way worldwide and the processes of decarbonization and electrification of the global economy are crucial to avoiding the serious consequences of global warming.

With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate investments consistently with achieving 100% zero-emission generation by 2040;
- strengthening and digitizing distribution grids, improving resilience to climate events;
- offer products and services to make electrification of consumption more efficient and simple.

Considering the risks related to climate change and the commitments established under the Paris Agreement, the Group has set the goal of zero emissions by 2040 reflecting its impact on assets, liabilities, and profit and loss and highlighting its significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards. In this regard, in accordance with the provisions of the document published by the IFRS Foundation in July 2023, the Group provides explicit information in the notes to these consolidated financial statements regarding how climate change is reflected in our accounts.

For a more effective and comprehensive communication concerning climate change disclosures prepared as part of the notes to these consolidated financial statements, we have mapped this disclosure as shown below, providing references to the various sections where issues associated with climate change are addressed.

Topic	Note	Content
Estimates and judgments concerning climate change	Note 2.1 "Use of estimates and management judgment"	• Reference to management's use of estimates and judgments with regard to climate change (taking account of their materiality within financial reporting). • Focus on estimating expected cash flows from specific assets/CGUs (section: "Impairment of non-financial assets"). • Focus on the effects of the Group's commitments under the Paris Agreement and their impact on the estimation of the useful life of the assets involved (section "Determining the useful life of non-financial assets").
Sustainable investment	Note 17 "Property, plant and equipment"	• Focus on infrastructure associated with the development of the grid and investment in developing innovative solutions for customers.
Long-term renewable energy contracts	Note 47 "Risk management"	• Focus on main features of power purchase agreements (PPAs/virtual PPAs).
Valuation of non-financial assets	Note 10.e "Depreciation, amortization and other impairment losses" Note 17 "Property, plant and equipment" Note 22 "Goodwill"	• Focus on the effects related to the commitments undertaken by the Group in line with the Paris Agreement in the context of the valuations of non-financial assets with particular reference to the residual useful life of certain assets and to the impairment tests.
Provisions	Note 38 "Provisions for risks and charges"	• Focus on provisions for the impact of climate change on distribution grids and generation plants, including those for decommissioning and restoration of sites, and possible provisions for restructuring plans linked to the energy transition.

Sustainability-linked finance	Note 46.3 "Borrowings"
	Note 58 "Events after the reporting period"
		• Focus on:
		  • issues of sustainability-linked bonds connected with the achievement of sustainability objectives in line with the SDGs issued by the UN;
		  • Green Bonds used to finance specific sustainable Group projects and initiatives;
		  • sustainable loans connected with the achievement of Sustainable Development Goals (SDGs).

Share-based payments	Note 51 "Share-based payments"	• Description of long-term incentive plans anchored to achievement of specific climate-related targets.
Environmental programs	Note 56 "Environmental programs"	• Description of costs relating to environmental compliance required by national and international regulations. • Description of costs generated by not having sufficient environmental certificates to meet environmental compliance regulations.

Changes in the consolidation scope

7. Main acquisitions and disposals during the year

In the two periods under review, the consolidation scope changed as a result of a number of transactions.

2023

- On February 17, 2023, the Enel Group, through its subsidiary Enel Argentina, closed the deal for the sale to energy company Central Puerto SA of the Group's stake in the thermal generation company Enel Generación Costanera for €42 million, which have been collected in full. The transaction resulted in the recognition of a capital loss of €132 million.
- On April 14, 2023, the Enel Group completed the sale to YPF and Pan American Sur SA of the shares held in Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA, for a total of €48 million. The transaction had a negative impact on profit or loss of about €194 million.
- On September 29, 2023, the Enel Group, acting through its subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of the two companies that own all of the Group's renewables operations in Australia, specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation, for a total of €142 million. The operation resulted in the recognition of a gain of €103 million.
- On October 25, 2023, Enel SpA and its listed subsidiary Enel Chile SA closed the sale of their entire equity interests in the share capital of Arcadia Generación Solar SA, a Chilean company which owns a portfolio of four operating PV plants for a total installed capacity of approximately 416 MW, to Sonnedix, an international renewable energy producer, for a total €535 million. The transaction resulted in the recognition of a capital gain of €195 million.
- On October 25, 2023, the Enel Group finalized the sale to the Greek company Public Power Corporation SA of all the equity stakes held by the Enel Group in Romania, for a total €1,241 million. The transaction had a negative impact on profit or loss in 2023 of €847 million, of which €655 million reflecting the release of a currency translation reserve.
- On December 29, 2023, Enel SpA, acting through its fully-owned subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of Enel Green Power Hellas, Enel Green Power's fully-owned subsidiary owner of renewable generation assets in Greece, to Macquarie Asset Management, for a total €351 million. The overall transaction had a positive impact on the profit or loss of the Group in 2023 of €422 million.

2024

- On January 4, 2024, the Enel Group, acting through the subsidiary Enel Green Power North America (EGPNA), finalized the sale of a renewable asset portfolio in the United States for a total of $277 million, equivalent to €253 million. The assets sold include EGPNA's entire geothermal portfolio as well as a number of small solar plants, with a total capacity of about 150 MW of operating plants. The transaction had a positive impact on the Group result of €8 million.

Millions of euro	
Sale price	253
Total net assets sold	(245)
Impact on operating profit	**8**
Impact on Group profit	**8**

At December 31, 2023, the assets involved had already been reclassified under "Non-current assets held for sale and discontinued operations" pursuant to IFRS 5 and following the reclassification at the lower of their fair value and book carrying amount, an impairment loss of €34 million was recognized through operating profit.

- On May 10, 2024, Enel Perú SAC, controlled by Enel SpA through Enel Américas SA, finalized the sale to Niagara Energy SAC of all the equity stakes held in the power generation companies Enel Generación Perú SAA and Compañía Energética Veracruz SAC for a total €1,198 million. The sale generated a positive impact of €9 million on Group profit for the period taking account of the negative effects associated with the release of the associated translation reserves.

Millions of euro	
Sale price	1,198
Total net assets sold	(843)
Release of OCI reserve	(94)
Goodwill	(152)
Gain/(Loss) on sale	**109**
Tax	(66)
Impact on operating profit	**43**
Impact on Group profit	**9**

- On June 12, 2024, Enel Perú SAC finalized the sale to North Lima Power Grid Holding SAC of all the equity stakes held in Enel Distribución Perú SAA and in the advanced energy services company Enel X Perú SAC for a total €2,880 million. The transaction generated a positive impact on Group profit of €509 million, taking account of the negative effects associated with the release of the associated translation reserves.

Millions of euro	
Sale price	2,880
Total net assets sold	(1,110)
Release of OCI reserve	(212)
Goodwill	(320)
Gain/(Loss) on sale	**1,238**
Tax	(558)
Impact on operating profit	**680**
Impact on Group profit	**509**

- At the beginning of October 2024 the Enel Group, acting through the subsidiary Enel North America, finalized the sale of assets related to the storage business in North America to MSS Energy Storage LLC (for assets in the United States) and MSS LP Holdings Inc. (for assets in Canada), for a total €160 million. The transaction generated a negative impact on Group profit of €44 million.

Millions of euro	
Sale price	160
Total net assets sold	(162)
Gain/(Loss) on sale	**(2)**
Adjustment of pre-sale plant value	(42)
Impact on operating profit	**(44)**
Impact on Group profit	**(44)**

- On December 30, 2024 Enel SpA, acting through the subsidiary e-distribuzione SpA, finalized the sale to A2A of 90% of the share capital of Duereti Srl, a vehicle beneficiary of the contribution of electricity distribution services in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia for €1,229 million. The overall transaction generated a positive impact on Group profit of €978 million.

Millions of euro	
Sale price	1,229
Total net assets sold	(339)
Gain/(Loss) on sale	**890**
Remeasurement at fair value of the residual interest (10%)	99
Gain/(Loss) on sale	**989**
Tax	(11)
Impact on operating profit	**978**
Impact on Group profit	**978**

Other changes

On June 26, 2024, Enel SpA, acting through the subsidiary Enel Italia SpA, finalized the sale to Sosteneo Energy Transition 1 of 49% of the share capital held in Enel Libra Flexsys Srl, a company operating a number of battery energy storage systems and owner of a number of Open Cycle Gas Turbine (OCGT) plants, for €1,095 million. The transaction had no impact on Group economic results, as Enel continues to maintain control and, therefore, fully consolidate Enel Libra Flexsys Srl.

On December 23, 2024, Enel Green Power España SLU, a Group company controlled through Endesa SA, finalized the sale to Masdar, for a consideration of €849 million, of 49.99% of the share capital of Enel Green Power España Solar 1 SLU owner of Endesa photovoltaic plants in Spain, with a total installed capacity of about 2 GW.

The transaction had no impact on the Group economic results as Enel continues to maintain control and therefore fully consolidate Enel Green Power España Solar 1.

8. Performance and financial position by primary segment (Business Line) and secondary segment (Geographical Area)

The representation of performance and financial position presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two periods under review. In particular, management monitors and reports on performance by business line. Accordingly, the Group has adopted the following reporting sectors:

- primary segment: Business Line;
- secondary segment: Geographical Area.

The business line is therefore the main discriminant in the analyses performed and decisions taken by the management of the Enel Group, and is fully consistent with the internal reporting prepared for these purposes since the results are measured and evaluated first and foremost for each business line and only thereafter are they broken down by geographical area.

In this regard, note that following the organizational simplification process begun in 2023 with a restructuring of the business lines and geographical areas, since December 2024 a further need has emerged to redefine the figures by secondary segment (Geographical Area). In particular, the presentation of figures took into account the current organization of the "Rest of the World" composed of Argentina, Brazil, Chile, Colombia and Central America, United States and Canada, Mexico, Rest of the World - Other countries.

Following these changes, the figures for the previous year have been adjusted for comparative purposes only.

Performance by primary segment (Business Line)

Results for 2024

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment[1]	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	10,355	8,940	20,449	39,215	(12)	78,947	-	78,947
Revenue and other income from transactions with other segments	13,921	3,277	2,787	2,646	1,958	24,589	(24,589)	-
Total revenue	**24,276**	**12,217**	**23,236**	**41,861**	**1,946**	**103,536**	**(24,589)**	**78,947**
Total costs	22,781	5,568	13,156	35,988	2,454	79,947	(24,589)	55,358
Net results from commodity contracts	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
Depreciation and amortization	788	1,701	3,078	861	255	6,683	-	6,683
Impairment losses	77	425	97	1,581	2	2,182	-	2,182
Impairment gains	(17)	(13)	(90)	(172)	(1)	(293)	-	(293)
Operating profit/(loss)	**2,320**	**4,514**	**6,995**	**2,432**	**(767)**	**15,494**	**-**	**15,494**
Capital expenditure	**673[2]**	**3,133[3]**	**5,868[4]**	**971[5]**	**176**	**10,821**	**-**	**10,821**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €13 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €100 million classified as held for sale or discontinued operations, of which €91 million refer to investments in the first five months of 2024 made by the company 3SUN, which since June 2024 has however been reclassified among "held-for-use" assets and liabilities, as the conditions that had determined the previous classification pursuant to IFRS 5 no longer apply.
(4) Does not include €62 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €14 million classified as held for sale or discontinued operations.

461

Results for 2023

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment[1]	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
Revenue and other income from transactions with other segments	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
Total revenue	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
Total costs	35,140	6,377	12,798	46,038	2,659	103,012	(30,668)	72,344
Net results from commodity contracts	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
Depreciation and amortization	775	1,603	2,957	785	233	6,353	-	6,353
Impairment losses	161	1,552	166	1,439	18	3,338	-	3,338
Impairment gains	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
Operating profit/(loss)	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**	**-**	**10,832**
Capital expenditure	**761[2]**	**5,345[3]**	**5,280[4]**	**1,138[5]**	**190[6]**	**12,714**	**-**	**12,714**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €14 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €565 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €233 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €34 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Does not include €3 million classified as held for sale or discontinued operations.

Performance by secondary segment (Geographical Area)

Results for 2024[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World – Other countries	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	36,095	21,285	21,444	1,355	7,685	3,889	3,872	1,989	359	2,344	(49)	123	78,947
Revenue and other income from transactions with other segments	145	11	46	-	-	9	-	2	(1)	4	32	(202)	-
Total revenue	**36,240**	**21,296**	**21,490**	**1,355**	**7,685**	**3,898**	**3,872**	**1,991**	**358**	**2,348**	**(17)**	**(79)**	**78,947**
Total costs	25,698	15,199	14,295	1,309	5,626	3,208	2,503	798	238	630	(17)	166	55,358
Net results from commodity contracts	1,496	(908)	(107)	-	1	(18)	(1)	(73)	(16)	-	-	(4)	477
Depreciation and amortization	2,457	1,981	2,027	145	702	296	264	481	37	102	-	218	6,683
Impairment losses	964	534	592	46	236	51	74	148	2	33	-	92	2,182
Impairment gains	(45)	(218)	(28)	-	(3)	-	(3)	(21)	(2)	1	-	(1)	(293)
Operating profit/(loss)	**8,663**	**2,892**	**4,497**	**(145)**	**1,123**	**325**	**1,033**	**512**	**67**	**1,582**	**-**	**(558)**	**15,494**
Capital expenditure	**5,331[2]**	**1,979**	**3,350[3]**	**179**	**1,296**	**540**	**478**	**834[4]**	**27**	**6[5]**	**-**	**161**	**10,821**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €91 million classified as held for sale or discontinued operations and referring to investments in the first five months of 2024 made by the company 3SUN, which since June 2024 has however been reclassified among "held-for-use" assets and liabilities, as the conditions that had determined the previous classification pursuant to IFRS 5 no longer apply.
(3) Does not include €98 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €96 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €2 million classified as held for sale or discontinued operations.

462

Results for 2023[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World – Other countries	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	49,145	25,418	20,927	601	7,825	4,986	3,583	1,809	320	2,144	(341)	75	95,565
Revenue and other income from transactions with other segments	182	10	354	-	1	16	1	4	9	8	315	(546)	-
Total revenue	**49,327**	**25,428**	**21,281**	**601**	**7,826**	**5,002**	**3,584**	**1,813**	**329**	**2,152**	**(26)**	**(471)**	**95,565**
Total costs	38,792	18,578	15,091	971	5,639	3,867	2,165	993	269	1,211	(24)	(117)	72,344
Net results from commodity contracts	233	(3,171)	(38)	(1)	-	180	-	(207)	(13)	1	2	10	(2,969)
Depreciation and amortization	2,325	1,961	1,931	60	671	287	227	464	27	195	-	186	6,353
Impairment losses	834	558	1,879	11	227	20	181	1,424	1	15	-	77	3,338
Impairment gains	(22)	(197)	(48)	(1)	(13)	(1)	(30)	-	-	(4)	-	(1)	(268)
Operating profit/(loss)	**7,641**	**1,407**	**2,390**	**(441)**	**1,301**	**1,009**	**1,041**	**(1,275)**	**19**	**736**	**-**	**(606)**	**10,832**
Capital expenditure	**5,763[2]**	**2,305**	**4,419[3]**	**103[4]**	**1,811**	**744**	**605**	**1,071[5]**	**25**	**60[6]**	**-**	**227[6]**	**12,714**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €337 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €512 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €2 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €1 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Does not include €509 million classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by primary segment (Business Line)

At December 31, 2024

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	8,128	43,144	41,679	975	889	94,815	(1)	94,814
Intangible assets	199	5,060	16,333	4,777	350	28,719	–	28,719
Non-current and current contract assets	12	13	535	163	3	726	(3)	723
Trade receivables	4,648	2,943	8,279	5,600	1,329	22,799	(6,850)	15,949
Other	6,457	647	2,459	2,984	5,513	18,060	(10,879)	7,181
Operating assets	**19,444**[1]	**51,807**[2]	**71,285**[3]	**14,499**	**8,084**	**165,119**	**(17,733)**	**147,386**
Trade payables	5,104	3,491	5,049	5,520	1,101	20,265	(6,560)	13,705
Non-current and current contract liabilities	175	254	7,645	71	4	8,149	(19)	8,130
Sundry provisions	3,514	1,596	2,380	751	1,270	9,511	(56)	9,455
Other	5,322	958	9,512	7,211	5,111	28,114	(10,867)	17,247
Operating liabilities	**14,115**[4]	**6,299**[5]	**24,586**[6]	**13,553**	**7,486**	**66,039**	**(17,502)**	**48,537**

(1) Of which €189 million classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €116 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €37 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €12 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €12 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €17 million classified as held for sale or discontinued operations.

At December 31, 2023

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	8,340	42,757	40,490	1,142	793	93,522	(13)	93,509
Intangible assets	271	5,555	20,188	4,926	443	31,383	–	31,383
Non-current and current contract assets	20	17	484	169	2	692	(1)	691
Trade receivables	7,287	3,471	7,771	8,373	792	27,694	(9,711)	17,983
Other	5,736	290	2,738	2,489	3,134	14,387	(6,268)	8,119
Operating assets	**21,654**[1]	**52,090**[2]	**71,671**[3]	**17,099**[4]	**5,164**[5]	**167,678**	**(15,993)**	**151,685**
Trade payables	6,741	3,797	4,174	9,418	1,014	25,144	(8,986)	16,158
Non-current and current contract liabilities	112	271	7,515	59	7	7,964	(95)	7,869
Sundry provisions	3,468	979	3,348	742	1,208	9,745	(63)	9,682
Other	3,833	1,606	9,817	4,327	4,740	24,323	(6,164)	18,159
Operating liabilities	**14,154**[6]	**6,653**[7]	**24,854**[8]	**14,546**[9]	**6,969**[10]	**67,176**	**(15,308)**	**51,868**

(1) Of which €640 million classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €2,254 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €2,469 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €84 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €9 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €142 million classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €265 million classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €207 million classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €19 million classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €3 million classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by secondary segment (Geographical Area)

At December 31, 2024

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World – Other countries	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	35,659	23,553	34,457	2,430	4,748	7,689	5,423	12,733	891	543	–	145	94,814
Intangible assets	3,082	16,065	9,085	141	3,777	2,574	2,043	324	35	191	–	487	28,719
Non-current and current contract assets	61	82	560	–	517	–	–	8	3	32	–	20	723
Trade receivables	7,397	3,442	5,013	246	1,585	2,456	400	165	92	106	(37)	97	15,949
Other	3,222	2,347	1,561	76	684	206	196	176	178	91	(16)	21	7,181
Operating assets	**50,421**	**45,489**[1]	**50,706**[2]	**2,893**	**11,311**	**12,925**	**8,062**[3]	**13,406**	**1,199**	**963**[4]	**(53)**	**770**	**147,386**
Trade payables	6,855	2,270	5,277	543	1,366	2,286	435	389	132	160	(34)	(697)	13,705
Non-current and current contract liabilities	4,253	3,802	108	–	70	–	38	–	–	–	–	(33)	8,130
Sundry provisions	3,508	3,000	2,103	50	1,215	327	302	181	4	24	–	844	9,455
Other	7,218	3,093	5,545	490	1,971	1,102	174	1,629	126	68	(15)	1,391	17,247
Operating liabilities	**21,834**	**12,165**[5]	**13,033**[6]	**1,083**	**4,622**	**3,715**	**949**	**2,199**	**262**	**252**[7]	**(49)**	**1,505**	**48,537**

(1) Of which €37 million classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €306 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €49 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €257 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €17 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €28 million classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €28 million classified as held for sale or discontinued operations.

464

At December 31, 2023

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World – Other countries	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	34,361	23,527	35,524	1,305	5,335	7,475	5,328	11,972	818	3,291	–	97	93,509
Intangible assets	3,122	16,178	11,397	88	4,701	2,576	2,173	446	36	1,377	–	686	31,383
Non-current and current contract assets	90	80	520	–	439	–	–	39	1	41	–	1	651
Trade receivables	8,819	4,011	5,302	77	1,933	2,249	527	176	68	311	(39)	(149)	17,983
Other	4,281	2,375	1,706	34	762	225	218	214	57	209	(13)	(243)	8,119
Operating assets	**50,673**[1]	**46,171**	**54,449**[2]	**1,504**	**13,170**	**12,525**[3]	**8,246**[4]	**12,847**[5]	**980**	**5,229**[6]	**(52)**	**392**	**151,685**
Trade payables	9,001	2,888	5,011	173	1,300	1,696	659	834	15	365	(31)	(742)	16,158
Non-current and current contract liabilities	4,318	3,537	47	–	–	–	47	–	–	–	–	(33)	7,869
Sundry provisions	3,078	3,177	2,686	32	1,920	312	224	129	5	64	–	741	9,582
Other	6,913	3,556	6,219	240	2,519	1,076	199	1,826	106	268	(15)	1,471	18,159
Operating liabilities	**23,310**[7]	**13,158**	**13,963**[8]	**445**	**5,739**	**3,084**	**1,129**	**2,789**[9]	**126**	**697**[10]	**(46)**	**1,437**	**51,868**

(1) Of which €631 million classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €4,801 million classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €5 million classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €99 million classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €242 million classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €4,455 million classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €155 million classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €481 million classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €3 million classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €483 million classified as held for sale or discontinued operations.

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Total assets	**187,139**	**195,224**
Equity-accounted investments	1,456	1,650
Non-current financial derivative assets	2,003	2,383
Other non-current financial assets	7,607	8,750
Non-current tax assets included in "Other non-current assets"	1,114	1,487
Other current financial assets	4,854	4,329
Current financial derivative assets	3,512	6,407
Cash and cash equivalents	8,051	6,801
Deferred tax assets	9,025	9,218
Tax assets	2,059	2,016
Financial and tax assets of "Assets classified as held for sale"	72	498
Segment assets	**147,386**	**151,685**
Total liabilities	**137,968**	**150,115**
Long-term borrowings	60,000	61,085
Non-current financial derivative liabilities	2,915	3,373
Other non-current financial liabilities	64	8
Short-term borrowings	3,645	4,769
Current portion of long-term borrowings	7,439	9,086
Other current financial liabilities	845	909
Current financial derivative liabilities	3,584	6,461
Deferred tax liabilities	7,951	8,217
Income tax liabilities	1,589	1,573
Other tax liabilities	1,289	1,034
Financial and tax liabilities of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	110	1,732
Segment liabilities	**48,537**	**51,868**

Information on the consolidated income statement

Revenue

9.a Revenue from sales and services – *€73,914 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Sale of electricity	43,478	52,465	(8,987)	-17.1%
Transport of electricity	12,072	11,123	949	8.5%
Fees from network operators	961	1,142	(181)	-15.8%
Transfers from institutional market operators	1,747	1,570	177	11.3%
Sale of gas	5,875	7,983	(2,108)	-26.4%
Transport of gas	564	68	496	-
Sale of fuel	1,578	3,458	(1,880)	-54.4%
Fees for connection to electricity and gas networks	1,002	877	125	14.3%
Construction contracts	1,054	995	59	5.9%
Sale of environmental certificates	132	283	(151)	-53.4%
Sale of value-added services	1,263	1,653	(390)	-23.6%
Other sales and services	900	866	34	3.9%
Total IFRS 15 revenue	**70,626**	**82,483**	**(11,857)**	**-14.4%**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	4,598	8,875	(4,277)	-48.2%
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(1,333)	1,508	(2,841)	-
Other revenue	23	16	7	43.8%
Total revenue from sales and services	**73,914**	**92,882**	**(18,968)**	**-20.4%**

Revenue from the "sale of electricity" amounted to €43,478 million, a decrease of €8,987 million compared with the previous year (-17.1%), mainly reflecting lower sales volumes against a background of decreasing electricity sales prices, mainly in Italy (€6,176 million) and in Spain (€1,947 million). The decrease was only partly offset by higher revenue from "transport of electricity" (€949 million), mainly attributable to the remuneration of distribution and metering charges in Italy.

"Transfers from institutional market operators" decreased by €181 million from 2023, in particular in Italy, mainly reflecting lower revenue from the maximization of coal-fired generation for security reasons, compared with 2023.

Revenue from the "sale of gas" in 2024 amounted to €5,875 million (€7,983 million in 2023), a decrease of €2,108 million on the previous year. The decrease is attributable to a decline in both sales and volumes handled and the decrease in average selling prices, mainly in Spain (€1,091 million) and Italy (€1,011 million). The effect is partly offset by an increase in revenue from "transport of gas", mainly in Italy (€497 million) due to the reinstatement of system charges.

Revenue from the "sale of fuel" decreased by €1,880 million due to decreasing quantities and average gas sales prices, mainly in Spain and Italy.

The decrease in revenue from the "sale of commodities under contracts with physical settlement" (€4,277 million) and in "gain/(loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period" (€2,841 million) mainly regards the sale of gas and reflects a decrease in prices as well as in volumes handled.

The following table shows the net results on contracts for the sale or purchase of commodities with physical settlement measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9.

Millions of euro	2024	2023	Change	
Fair value gain/(loss) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period				
Sales contracts				
Sale of electricity	919	1,550	(631)	-40.7%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	1	281	(280)	-99.6%
Total electricity	**920**	**1,831**	**(911)**	**-49.8%**
Sale of gas	3,599	7,271	(3,672)	-50.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(1,482)	1,114	(2,596)	-
Total gas	**2,117**	**8,385**	**(6,268)**	**-74.8%**
Sale of emissions allowances	74	4	70	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	139	109	30	27.5%
Total emissions allowances	**213**	**113**	**100**	**88.5%**
Sale of guarantees of origin	6	50	(44)	-88.0%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	9	4	5	-
Total guarantees of origin	**15**	**54**	**(39)**	**-72.2%**
Total revenue	**3,265**	**10,383**	**(7,118)**	**-68.6%**
Purchase contracts				
Purchase of electricity	872	2,884	(2,012)	-69.8%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	555	570	(15)	-2.6%
Total electricity	**1,427**	**3,454**	**(2,027)**	**-58.7%**
Purchase of gas	4,793	8,063	(3,270)	-40.6%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(2,173)	1,370	(3,543)	-
Total gas	**2,620**	**9,433**	**(6,813)**	**-72.2%**
Purchase of emissions allowances	236	624	(388)	-62.2%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(30)	(31)	1	3.2%
Total emissions allowances	**206**	**593**	**(387)**	**-65.3%**
Purchase of guarantees of origin	14	101	(87)	-86.1%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(28)	32	(60)	-
Total guarantees of origin	**(14)**	**133**	**(147)**	**-**
Total costs	**4,239**	**13,613**	**(9,374)**	**-68.9%**
Net revenue/(costs) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period	**(974)**	**(3,230)**	**2,256**	**69.8%**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Sales contracts				
Electricity	(57)	226	(283)	-
Gas	(647)	136	(783)	-
Emissions allowances	(15)	23	(38)	-
Guarantees of origin	9	4	5	-
Total	**(710)**	**389**	**(1,099)**	**-**
Purchase contracts				
Electricity	(626)	254	(880)	-
Gas	(1,187)	586	(1,773)	-
Emissions allowances	(37)	19	(56)	-
Guarantees of origin	51	67	(16)	-23.9%
Total	**(1,799)**	**926**	**(2,725)**	**-**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**1,089**	**(537)**	**1,626**	**-**
Total net revenue/(costs) on contracts with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**115**	**(3,767)**	**3,882**	**-**

467

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) breaks down into "point in time" and "over time" revenue as indicated in the following table.

	2024									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
Millions of euro	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**30,167**	**990**	**20,207**	**690**	**18,227**	**239**	**54**	**52**	**68,655**	**1,971**

	2023									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**36,982**	**1,169**	**23,063**	**1,973**	**17,887**	**1,342**	**13**	**54**	**77,945**	**4,538**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area.

Millions of euro	2024	2023
Italy	30,987	39,724
Europe		
Iberia	19,076	21,799
France	1,017	1,919
Switzerland	788	1,936
Germany	729	1,028
Austria	93	75
Slovenia	26	10
Romania	17	4
Greece	18	6
Belgium	30	13
Czech Republic	42	180
Hungary	-	13
Netherlands	68	145
United Kingdom	1,692	4,523
Other European countries	583	2,152
Americas		
United States	719	864
Canada	42	62
Mexico	331	315
Brazil	7,561	7,621
Chile	3,793	4,369
Peru	667	1,565
Colombia	3,512	3,248
Argentina	1,333	613
Panama	213	200
Costa Rica	20	17
Guatemala	84	81
Other		
Africa	103	96
Asia	249	266
Oceania	21	38
Total	**73,914**	**92,882**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Performance obligations

The following table provides information about the Group's performance obligations arising from contracts with customers with reference to the main revenue streams only, with a summary of the specific judgments made and the related revenue recognition policies. For information on the use of estimates with revenue from contracts with customers, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Type of product/service	Nature and timing of satisfaction of performance obligation	Accounting policies
Sale of electricity produced by the Group	In order to determine the nature of the promise contained in these contracts with customers for the sale of electricity, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract. For the sale of electricity on power exchanges, the facts and circumstances (including the intrinsic characteristics of the commodity, contractual terms, information regarding infrastructure and other delivery mechanisms) generally indicate that the performance obligation is a service in which the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered. Thus, the Group identifies a performance obligation satisfied over time as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale of electricity on power exchanges, recognized over time, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. at the price defined in the market (without variable consideration).
Network connection services	The network connection fees received from customers for connecting them to the electricity/gas distribution networks require a specific Group assessment to take into consideration a number of factors. This assessment is intended to determine whether the contract includes other distinct goods or services, such as for example the right to obtain ongoing access to the infrastructure in order to receive the commodity or, when the connection fee is a "non-refundable up-front fee" paid at or near contract inception, a material right that gives rise to a performance obligation. In particular, in some countries in which the Group operates, it has determined that the nature of the consideration received represents a "non-refundable up-front fee" whose payment provides a material right to the customer. In order to determine if the period over which this material right should be recognized extends beyond the initial contractual period, the Group also takes into consideration applicable local legal and regulatory framework.	Revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity and gas distribution network is recognized on the basis of the satisfaction of the performance obligations included in the contract. The identification of distinct goods or services requires a careful analysis of the terms and conditions of the connection arrangements, which could vary from country to country based on the local context, regulations and law. In order to finalize this assessment, the Group considers not only the characteristics of the goods/services themselves (i.e. the good or service is capable of being distinct) but also the implied promises for which the customer has a valid expectation as it views those promises as part of the negotiated exchange. Furthermore, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities, depending on local legal and regulatory framework. In such cases, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled.
Sale/Transport of electricity/gas to end users	An electricity/gas supply agreement signed with an end user includes a single performance obligation (sale and transport of the commodity) because the Group has determined that the contract does not provide distinct goods/services and the promise is satisfied by transferring control over the commodity to the customer when it is delivered at the point of delivery. In order to determine the nature of the promise included in such contracts, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract and commodity. However, the Group considers that the performance obligation provided for in a repetitive service contract, such as a supply contract for the provision of electricity/gas to end users, is typically satisfied over time (because the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered) as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale and transport of electricity/gas to end users, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced; this revenue is determined using estimates as well as periodic meter readings. Where applicable, this revenue is based on the rates and related restrictions established by law or by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) and analogous foreign authorities during the applicable period.

Type of product/service	Nature and timing of satisfaction of performance obligation	Accounting policies
Construction contracts	The construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time. For these contracts, the Group generally considers it appropriate to use an input method for measuring progress, except when a specific contract analysis suggests the use of an alternative method that better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.	For construction contracts that include a performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation. The cost-to-cost method is generally considered the best method to depict the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date. The amount due from customers under a construction contract is presented as a contract asset; the amount due to customers under a construction contract is presented as a contract liability.
Concession service arrangements (within the scope of IFRIC 12)	The Group, as concession holder, provides services for the construction/upgrade of the infrastructure used for the provision of public services and/or services for the operation and maintenance of the infrastructure itself for the period of the concession. For performance obligations related to infrastructure construction and improvement, please refer to the section "Construction contracts". As far as revenue from operating services is concerned, please refer to the sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/Transport of electricity/gas to end users".	When the Group provides construction/upgrade services, it recognizes intangible assets and/or financial assets, depending on the characteristics of the service concession arrangement. The amounts received or receivable relating to both components are initially recognized as revenue from contracts with customers. For more details on revenue recognition, please refer to the section "Construction contracts". Furthermore, the component recognized in profit or loss deriving from the remeasurement at fair value of the financial assets in respect of service concession agreements for the distribution business in Brazil is also classified as revenue, in order to adequately reflect the business model in line with the related concession agreement. Revenue from management and maintenance activities is recognized as revenue from the sale of electricity on the market or to end users (please refer to sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/Transport of electricity/gas to end users", respectively).

9.b Other income – *€5,033 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Grants for environmental certificates[1]	294	346	(52)	-15.0%
Other operating grants	60	9	51	-
Capital grants (electricity and gas business)	30	28	2	7.1%
Sundry reimbursements	401	314	87	27.7%
Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	2,351	584	1,767	-
Gains on the disposal of property, plant and equipment and intangible assets	90	44	46	-
Service continuity bonuses	12	13	(1)	-7.7%
Other income	1,795	1,345	450	33.5%
Total	**5,033**	**2,683**	**2,350**	**87.6%**

(1) For more on "Grants for environmental certificates", please see note 5.5 "Environmental programs".

Gains on the disposal of entities amounted to €2,351 million in 2024, mainly reflecting gains on the disposal of electricity generation and distribution assets in Peru (totaling €1,347 million) and gains from the sale of electricity distribution assets in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia (totaling €989 million).

In 2023 the item mainly included recognition by Enel CIEN (in Brazil) of €99 million for the end-of-concession indemnity received for the takeover of the concession by another entity and the overall income of €103 million from the partial sale with loss of control of assets held in Australia.

the gain on the sale of Arcadia Generación Solar (€195 million) and the remeasurement at fair value of the residual interest in Enel Green Power Hellas (€160 million).

"Other income" increased by €450 million on 2023, mainly reflecting revenue from tax partnership agreements (€440 million) following the entry into service of new plants in North America.

The following tables show a breakdown of total revenue by business line based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years being compared.

	2024							
Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Total IFRS 15 revenue	**19,088**	**10,397**	**20,685**	**41,232**	**1,902**	**93,304**	**(22,678)**	**70,626**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	6,344	-	-	-	-	6,344	(1,746)	4,598
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(1,333)	-	-	-	-	(1,333)	-	(1,333)
Other revenue	11	2	18	-	19	50	(27)	23
Total revenue from sales and services	**24,110**	**10,399**	**20,703**	**41,232**	**1,921**	**98,365**	**(24,451)**	**73,914**
Other income	**166**	**1,818**	**2,533**	**629**	**25**	**5,171**	**(138)**	**5,033**
TOTAL REVENUE	**24,276**	**12,217**	**23,236**	**41,861**	**1,946**	**103,536**	**(24,589)**	**78,947**

	2023							
Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Total IFRS 15 revenue	**26,354**	**9,982**	**19,719**	**51,630**	**2,004**	**109,689**	**(27,206)**	**82,483**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	12,374	-	-	6	-	12,380	(3,505)	8,875
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	1,504	-	-	4	-	1,508	-	1,508
Other revenue	6	3	18	1	16	44	(28)	16
Total revenue from sales and services	**40,238**	**9,985**	**19,737**	**51,641**	**2,020**	**123,621**	**(30,739)**	**92,882**
Other income	**(48)**	**1,635**	**522**	**478**	**25**	**2,612**	**71**	**2,683**
TOTAL REVENUE	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**

Costs

10.a Electricity, gas and fuel – *€30,282 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Electricity	19,348	24,098	(4,750)	-19.7%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*872*	*2,884*	*(2,012)*	*-69.8%*
Gas	10,739	16,583	(5,844)	-35.2%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*4,793*	*8,063*	*(3,270)*	*-40.6%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity and gas with physical settlement closed during the period	(1,618)	1,940	(3,558)	-
Nuclear fuel	103	99	4	4.0%
Other fuels	1,710	3,550	(1,840)	-51.8%
Total	**30,282**	**46,270**	**(15,988)**	**-34.6%**

"Electricity" purchase decreased by €4,750 million reflecting both a decline in average prices and quantities purchased compared with the previous year, mainly in Italy (€3,992 million) and Spain (€1,127 million).

The decrease in costs for "gas" purchases of €5,844 million mainly reflects the decrease in average prices as well as the decrease in volumes handled, mainly in Italy and Spain.
In 2023 the item included charges of €515 million related to the settlement of an arbitration dispute with the Qatari gas supplier in Spain.

Results of the fair value measurement of purchases of gas under contracts with physical settlement closed decreased by €3,558 million on the previous year, of which €3,544 million attributable to gas and €14 million to electricity.

The decrease in "other fuels" is mainly attributable to the decrease in volumes purchased.

10.b Services and other materials – *€19,240 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Wheeling	9,207	7,781	1,426	18.3%
Maintenance and repairs	1,216	1,134	82	7.2%
Telephone and postal costs	174	168	6	3.6%
Communication services	166	120	46	38.3%
IT services	744	840	(96)	-11.4%
Leases and rentals	813	534	279	52.2%
Costs for services connected with the electricity and gas business	1,111	1,327	(216)	-16.3%
Value-added services	697	822	(125)	-15.2%
Construction contracts	288	394	(106)	-26.9%
Service concession arrangements	451	429	22	5.1%
Other services	1,927	2,008	(81)	-4.0%
Environmental certificates not used for compliance	264	1,002	(738)	-73.7%
- of which relating to purchases from contracts with physical settlement (IFRS 9)	*250*	*725*	*(475)*	*-65.5%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of environmental certificates with physical settlement closed during the period	(58)	1	(59)	-
Change in inventories of environmental certificates	84	(593)	677	-
Other materials	2,156	2,337	(181)	-7.7%
Total	**19,240**	**18,304**	**936**	**5.1%**

Costs for services and other materials amounted to €19,240 million in 2024, an increase of €936 million from 2023. This change essentially reflected:

- an increase in costs for wheeling, mainly in Italy and Iberia, reflecting the application of specific measures issued by rate-setting regulators;

- an increase in costs for leases and rentals, mainly in Italy, essentially due to higher hydroelectric concession fees;
- a decrease in costs for services connected with the electricity and gas business due to a decrease in volumes handled;
- a decrease in costs for construction contracts and value-added services due to lower sales and services attributable to energy efficient goods (€231 million);
- a decrease in costs for technical and professional services (€102 million);
- a decrease in costs of environmental certificates (€61 million) essentially due to higher use of inventories;
- a decrease in "other materials" mainly attributable to lower procurement costs for materials and equipment.

10.c Personnel expenses – *€4,938 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Wages and salaries	3,350	3,498	(148)	-4.2%
Social security contributions	932	903	29	3.2%
Italian post-employment benefits	114	114	-	-
Post-employment and other long-term benefits	68	67	1	1.5%
Early retirement incentives	47	42	5	11.9%
Early retirement incentives connected with restructuring agreements	227	214	13	6.1%
Other costs	200	192	8	4.2%
Total	**4,938**	**5,030**	**(92)**	**-1.8%**

Personnel expenses in 2024 amounted to €4,938 million, a decrease of €92 million.

The Group's workforce decreased by 696 employees, due to the positive balance between new hires and terminations (566 employees) mainly reflecting new hires in Grids in Italy and Brazil, offset by negative changes in the consolidation scope (-1,262 employees), essentially attributable to:

- the sale of Enel Generación Perú;
- the sale of Enel Distribución Perú;
- the sale of Enel X Perú;
- the sale of Enel X Storage US LLC;
- the transfer of employees from e-distribuzione SpA to A2A as part of the sale of distribution assets relating to some municipalities in the provinces of Milan and Brescia.

The decrease in "wages and salaries" substantially reflects the decrease in the average headcount compared with 2023, as shown in the following table, and the changes in scope commented earlier.
The increase in "social security contributions" is mainly related to Argentina.
The increase in "early retirement incentives" and "early retirement incentives connected with restructuring agreements" is mainly attributable to an increase in costs in Italy following a new provision in application of Article 4 of Law 92/2012 for the 2025-2028 period, partly offset by charges incurred in 2023 in Spain for the adjustment to the provision for the *Acuerdo Voluntario de Salida* plan.
The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, and the headcount as of December 31, 2024.

	Average[1]		Headcount[1]
No.	2024	2023	at Dec. 31, 2024
Senior managers	1,285	1,374	1,256
Middle managers	12,062	12,589	12,013
White collar	29,872	33,906	28,402
Blue collar	17,057	16,527	18,688
Total	**60,276**	**64,396**	**60,359**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

10.d Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables – *€1,323 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Impairment losses on trade receivables	1,337	1,384	(47)	-3.4%
Impairment losses on other financial assets	234	162	72	44.4%
Total impairment losses on trade receivables and other financial assets	**1,571**	**1,546**	**25**	**1.6%**
Impairment gains on trade receivables	(244)	(210)	(34)	-16.2%
Impairment gains on other financial assets	(4)	(2)	(2)	-
Total impairment gains on trade receivables and other financial assets	**(248)**	**(212)**	**(36)**	**-17.0%**
NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) ON TRADE RECEIVABLES AND OTHER FINANCIAL ASSETS	**1,323**	**1,334**	**(11)**	**-0.8%**

The item is essentially in line with the previous year.

10.e Depreciation, amortization and other impairment losses – *€7,249 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Property, plant and equipment	4,896	4,674	222	4.7%
Investment property	2	2	-	-
Intangible assets	1,785	1,677	108	6.4%
Other impairment losses	611	1,792	(1,181)	-65.9%
Other reversals of impairment losses	(45)	(56)	11	19.6%
Total	**7,249**	**8,089**	**(840)**	**-10.4%**

The decrease in "depreciation, amortization and other impairment losses" essentially reflected the decrease in impairment losses, partly offset by higher depreciation and amortization due to new capital expenditure, mainly in the sector of renewable energy and distribution.

More specifically, impairment losses in 2024 mainly include:

- the value adjustment of €42 million of the assets in the storage business in North America sold in 2024;
- the impairment loss of €22 million on the renewable business in India, following its reclassification, in 2024, under assets and liabilities held for sale and the related sale price adjustment;
- the impairment loss on a number of renewable electricity plants in Spain, Brazil, Chile, United States and Italy (€223 million);
- the value adjustment of a number of photovoltaic plants in Italy (€36 million) and wind plants in the United States (€45 million);
- impairment losses recognized on software, IT platforms and support activities of Enel X in Italy (€62 million) and the value adjustment of assets related to the e-mobility business (€56 million) mainly in Italy and the United States;
- the value adjustment of the Colombian wind project of Windpeshi in the amount of €46 million (€171 million in 2023).

The figure for 2023 included the value adjustments on a number of renewable plant companies (€1,268 million) and on the assets of Enel X and Enel X Way (€126 million) in North America.

10.f Other operating costs – *€3,940 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
System charges – Environmental certificates[1]	1,449	2,603	(1,154)	-44.3%
Other costs connected with electrical and gas system	175	568	(393)	-69.2%
Other taxes and duties	1,341	1,529	(188)	-12.3%
Capital losses and other costs on the disposal of equity investments	4	404	(400)	-99.0%
Extraordinary solidarity levies	138	208	(70)	-33.7%
Other	833	813	20	2.5%
Total	**3,940**	**6,125**	**(2,185)**	**-35.7%**

(1) For more on "System charges – Environmental certificates", please see note 56 "Environmental programs".

"Other operating costs" decreased by €2,185 million compared with the previous year due to the following.

Costs for environmental certificates decreased reflecting the impact of a decrease in the purchase in CO_2 allowances mainly due to a decrease in generation from conventional sources.

The decrease in "other costs connected with electrical and gas system" mainly reflected the decreasing impact of the *Bono Social* in Spain (€337 million) essentially due to the recognition in 2024 of a surplus relating to the 2022-2023 period.

"Other taxes and duties" decreased in 2023 mainly due to the clawback mechanism in Italy (€357 million) introduced with Decree Law 25 of March 28, 2022 and as a result of Royal Decree 17/2021 in Spain (€118 million). The change was partly offset by the recognition in 2024 of the tax on the value on the production of electricity (IVPEE) reactivated in Spain by the Royal Decree 8/2023 for €342 million.

"Capital losses and other costs on the disposal of equity investments" in 2024 mainly include the capital losses on the disposal of assets related to the storage business in North America (€2 million).
The figure for 2023 mainly included capital losses recognized after the disposal of Enel Generación Costanera (€132 million) and Central Dock Sud (€194 million) in Argentina, and the price adjustment in respect of the disposal of Celg Distribuição SA Celg-D (Enel Goiás) (€23 million).

"Extraordinary solidarity levies" regard the extraordinary solidarity levy recognized, in 2024, in Spain in the amount of €138 million (€208 million in 2023) following the approval of Law 38 of December 27, 2022.

10.g Capitalized costs – *€(3,042) million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Personnel	(1,064)	(1,120)	56	5.0%
Materials	(1,237)	(1,338)	101	7.5%
Other	(741)	(927)	186	20.1%
Total	**(3,042)**	**(3,385)**	**343**	**10.1%**

Capitalized costs came to €3,042 million, a decrease of €343 million on the previous year, mainly reflecting the reallocation of investments, in line with the priorities set in the Strategic Plan 2024-2026.

11. Net results from commodity contracts – *€477 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Commodity derivatives				
Income from derivatives designated as hedging derivatives	876	836	40	4.8%
Income from derivatives at fair value through profit or loss	2,517	3,196	(679)	-21.2%
Income from commodity derivatives	**3,393**	**4,032**	**(639)**	**-15.8%**
Expense from derivatives designated as hedging derivatives	1,208	2,892	(1,684)	-58.2%
Expense from derivatives at fair value through profit or loss	2,797	3,569	(772)	-21.6%
Expense from commodity derivatives	**4,005**	**6,461**	**(2,456)**	**-38.0%**
Net income/(expense) from commodity derivatives	**(612)**	**(2,429)**	**1,817**	**74.8%**
Outstanding contracts for energy commodities with physical settlement:				
- results from outstanding contracts to sell energy commodities with physical settlement	(710)	389	(1,099)	-
- results from outstanding contracts to purchase energy commodities with physical settlement	1,799	(926)	2,725	-
Net results from outstanding contracts for energy commodities with physical settlement	**1,089**	**(537)**	**1,626**	**-**
NET RESULTS FROM COMMODITY CONTRACTS	**477**	**(2,966)**	**3,443**	**-**

476

Net results from commodity contracts came to €477 million in 2024 (a net expense of €2,966 million in 2023), and mainly refer to hedges of price and currency risks, breaking down as follows:

- net expense from commodity derivatives totaling €612 million (net expense of €2,429 million in 2023). More specifically, net expense on derivatives designated as hedging instruments came to €332 million (net expense of €2,056 million in 2023) and net expense on derivatives measured at fair value through profit or loss came to €280 million (net expense of €373 million in 2023);
- net income from the fair value measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date, amounting to €1,089 million (net expense of €537 million in 2023).

The increase in net income, in the amount of €3,443 million, is mainly attributable to the results of commodity price hedges mainly reflecting market price developments.

For more information on derivatives, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

12. Net financial income/(expense) from derivatives – *€1,697 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	2,212	756	1,456	-
- income from derivatives at fair value through profit or loss	508	802	(294)	-36.7%
Total income	**2,720**	**1,558**	**1,162**	**74.6%**
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(620)	(1,254)	634	50.6%
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(403)	(913)	510	55.9%
Total expense	**(1,023)**	**(2,167)**	**1,144**	**52.8%**
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**1,697**	**(609)**	**2,306**	**-**

In 2024, net income from derivatives on interest and exchange rates amounted to €1,697 million (net expense of €609 million in 2023) and breaks down as follows:

- net income from derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €1,592 million (net expense of €498 million in 2023) mainly in regard of cash flow hedges;
- net income from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €105 million (net expense of €111 million in 2023).

The net balances recognized in 2024 and 2023 on both hedging derivatives and those at fair value through profit or loss mainly referred to the hedging of exchange rate risk. For more information on derivatives, see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

13. Net other financial income/(expense) – *€(5,098) million*

Other financial income

Millions of euro	2024	2023	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current financial assets	256	289	(33)	-11.4%
- interest income at effective rate on current financial investments	359	335	24	7.2%
Total interest income at the effective interest rate	**615**	**624**	**(9)**	**-1.4%**
Exchange gains	**1,320**	**1,807**	**(487)**	**-27.0%**
Income on equity investments	**2**	**3**	**(1)**	**-33.3%**
Income from hyperinflation	**1,953**	**1,575**	**378**	**24.0%**
Other income	**472**	**482**	**(10)**	**-2.1%**
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	**4,362**	**4,491**	**(129)**	**-2.9%**

Other financial income amounted to €4,362 million, a decrease of €129 million on 2023, mainly reflecting the decrease in income from exchange gains (€487 million), mainly relating to Enel Finance International (€472 million), partly offset by the increase in income from hyperinflation (€378 million), recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, see note 5 of these consolidated financial statements at December 31, 2024.

Other financial expense

Millions of euro	2024	2023	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	1,001	987	14	1.4%
- interest expense on bonds	2,057	2,079	(22)	-1.1%
- interest expense on other borrowings	393	451	(58)	-12.9%
Total interest expense	**3,451**	**3,517**	**(66)**	**-1.9%**
Financial expense on debt management transactions	**59**	**7**	**52**	**-**
Exchange losses	**3,002**	**1,058**	**1,944**	**-**
Adjustment to post-employment and other employee benefits	**142**	**165**	**(23)**	**-13.9%**
Adjustment to other provisions	**291**	**255**	**36**	**14.1%**
Expense from hyperinflation	**1,632**	**1,291**	**341**	**26.4%**
Other expenses	**883**	**964**	**(81)**	**-8.4%**
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	**9,460**	**7,257**	**2,203**	**30.4%**

Other financial expense amounted to €9,460 million, a total increase of €2,203 million on 2023 essentially due to the following factors:

- an increase in expense from hyperinflation of €341 million, recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, see note 5 of these consolidated financial statements at December 31, 2024;
- an increase in expense on exchange losses of €1,944 million, mainly relating to Enel Finance International (€1,102 million), Enel Américas (€437 million) and Enel Chile (€385 million);
- a decrease in interest expense of €66 million, mainly attributable to the decrease in average debt in the period.

14. Share of profit/(loss) of equity-accounted investments – *€(210) million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Share of profit of joint ventures and associates	89	68	21	30.9%
Share of loss of joint ventures and associates	(299)	(109)	(190)	-
Total	**(210)**	**(41)**	**(169)**	-

The increase in the share of net loss of equity-accounted investments in 2024 is mainly attributable to Slovak Power Holding BV (€189 million), due to the value adjustment of the investment to zero following the agreement between Enel Produzione and EPH, by which the latter, as foreseen by the early call option, will purchase 50% of the share capital of Slovak Power Holding BV now held by Enel Produzione; for more information, see note 24 "Equity-accounted investments".

15. Income taxes – *€3,654 million*

Millions of euro	2024	2023	Change	
Current taxes	3,873	2,877	996	34.6%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(91)	(75)	(16)	-21.3%
Total current taxes	**3,782**	**2,802**	**980**	**35.0%**
Deferred tax liabilities	(33)	(197)	164	83.2%
Deferred tax assets	(95)	173	(268)	-
TOTAL	**3,654**	**2,778**	**876**	**31.5%**

Income taxes for 2024 came to €3,654 million, an increase of €876 million on 2023.
The tax rate for 2024 came to 31%, compared with 37% in 2023.
The decrease mainly reflects the following factors:

- the recognition of deferred tax assets on previous years in Brazil relating to non-taxability of proceeds from the revaluation of tax credits (€113 million);
- higher reversal in 2023 of the portion of deferred tax assets no longer considered recoverable in the United States, Mexico and Peru (€180 million in 2023 and €91 million in 2024).

The effective income tax rate for 2024 reflected the sale of generation and distribution assets in Peru and the sale to A2A of electricity distribution assets in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia.

The effective tax rate for 2023 reflected a charge of no tax relevance on the sale of Enel Generación Costanera and Central Dock Sud.
For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, see note 23.
The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro	2024		2023	
Pre-tax profit	**11,883**		**7,416**	
Theoretical taxes	2,852	24%	1,780	24%
Delta of tax effect on impairment adjustments and M&A transactions	217		195	
Preferential tax treatment of disposals in Australia and Greece	-		(63)	
Sundry tax effects of hyperinflation accounting in Argentina	(20)		(58)	
Write-off of deferred tax assets in Peru (for Enel Green Power Perú and Enel Generación Perú merger)	-		25	
Recognition of deferred tax assets in Brazil	(113)		-	
Write-off of deferred tax assets for the United States, Mexico and Brazil	91		155	
IRAP	383		352	
Non-deductibility of extraordinary solidarity levy in Spain	33		52	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	211		340	
Total	**3,654**		**2,778**	

16. Basic and diluted earnings per share

Both these indicators are calculated on the basis of the average number of ordinary shares for the year, equal to 10,166,679,946, adjusted by the average number of treasury shares held and payments made in the period.

The number of treasury shares, with a par value of €1 each, held at December 31, 2024 was equal to 12,079,670 (9,262,330 at December 31, 2023).

Millions of euro	2024	2023
Profit for the year attributable to owners of the Parent (basic)	**7,016**	**3,438**
of which from:		
- continuing operations	*7,016*	*3,813*
- discontinued operations	*-*	*(375)*
Effect of preference rights on dividends (e.g. preference shares)	-	-
Dividends on equity instruments (e.g. hybrid bonds)	(246)	(182)
Other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**6,770**	**3,256**
of which from:		
- continuing operations	*6,770*	*3,631*
- discontinued operations	*-*	*(375)*
Number of shares (units)		
Number of ordinary shares issued at January 1	10,166,679,946	10,166,679,946
Effect of treasury shares held	(10,830,775)	(7,696,284)
Effect of share options exercised	301,812	422,896
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	**10,156,150,983**	**10,159,406,558**
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**6,770**	**3,256**
Effect of dilution:		
- interest on convertible bonds	-	-
- other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (diluted)	**6,770**	**3,256**
of which:		
- continuing operations	*6,770*	*3,631*
- discontinued operations	*-*	*(375)*
Number of shares (units)		
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	**10,156,150,983**	**10,159,406,558**
Effect of conversion of convertible notes	-	-
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for diluted earnings per share	**10,156,150,983**	**10,159,406,558**
Basic earnings per share		
Basic earnings per share	0.67	0.32
Basic earnings per share from continuing operations	0.67	0.36
Basic earnings per share from discontinued operations	-	(0.04)
Diluted earnings per share		
Diluted earnings per share	0.67	0.32
Diluted earnings per share from continuing operations	0.67	0.36
Diluted earnings per share from discontinued operations	-	(0.04)

480

Information on the statement of consolidated financial position

17. Property, plant and equipment – *€94,584 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2024 are given below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost net of accumulated impairment losses	630	12,084	167,123	592	1,456	4,318	572	14,149	200,924
Accumulated depreciation	-	5,787	101,864	423	1,159	1,454	436	-	111,123
Balance at Dec. 31, 2023	**630**	**6,297**	**65,259**	**169**	**297**	**2,864**	**136**	**14,149**	**89,801**
Capital expenditure	1	64	2,499	23	152	-	4	5,991	8,734
Assets entering service	52	1,639	8,030	7	46	9	59	(9,842)	-
Exchange differences	(10)	(26)	(409)	1	(17)	28	-	(87)	(520)
Disposals	-	(3)	(95)	(1)	(2)	(133)	(1)	-	(235)
Depreciation	-	(237)	(4,076)	(25)	(118)	(350)	(30)	-	(4,836)
Impairment losses	-	(15)	(94)	(1)	(4)	-	(3)	(98)	(215)
Impairment gains	-	-	3	-	-	-	-	4	7
Leases	-	-	-	-	-	429	-	9	438
Other changes	(5)	(92)	828	(53)	24	(1)	2	612	1,315
Reclassifications from/to assets held for sale	(2)	37	(421)	(1)	7	(18)	-	493	95
Total changes	**36**	**1,367**	**6,265**	**(50)**	**88**	**(36)**	**31**	**(2,918)**	**4,783**
Cost net of accumulated impairment losses	666	13,671	175,047	610	1,662	4,578	612	11,231	208,077
Accumulated depreciation	-	6,007	103,523	491	1,277	1,750	445	-	113,493
Balance at Dec. 31, 2024	**666**	**7,664**	**71,524**	**119**	**385**	**2,828**	**167**	**11,231**	**94,584**

481

For more information on "leased assets", please see note 19 below.

Capital expenditure came to €8,734 million for "property, plant and equipment", €1,235 million for "intangible assets" (for more details see note 21) and €8 million for "property investments" (for more details see note 20), for a total €9,977 million, summarized below by class of asset.

Millions of euro	2024	2023	Change	
Power plants:				
- thermal	444	550	(106)	-19.3%
- hydroelectric	402	458	(56)	-12.2%
- geothermal	119	136	(17)	-12.5%
- nuclear	167	163	4	2.5%
- alternative energy sources	1,944	3,444	(1,500)	-43.6%
Total power plants	**3,076**	**4,751**	**(1,675)**	**-35.3%**
Electricity distribution grids[1]	5,024	4,485	539	12.0%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	231	449	(218)	-48.6%
Enel X Way (e-Mobility)	94	106	(12)	-11.3%
Retail customers	660	617	43	7.0%
Other	892	1,511	(619)	-41.0%
TOTAL	**9,977**	**11,919**	**(1,942)**	**-16.3%**

(1) The figure for 2024 does not include €844 million in respect of infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€795 million in 2023).

The Group's investments focus on the modernization of networks and renewables, in line with the Strategic Plan, which aims at improving their risk/return profile, starting a transformation with the objective to create more value for customers and achieve net zero emissions by 2040.

Capital expenditure on the distribution grid were substantial; in particular, investments increased in Italy, Argentina, Brazil, Colombia and Spain for corrective maintenance and grid reliability, partly offset by lower investments in Peru, due to the sale of distribution and generation assets.
The decrease in capital expenditure in renewable energy mainly regarded Italy, Brazil, Spain, Chile, Colombia and North America.
Capital expenditure in the End-user Markets Business Line decreased for the Enel X business mainly in Italy, Brazil and North America, partly offset by an increase in investments in the Retail business in Italy and Spain.
Capital expenditure in Thermal Generation and Trading mainly decreased in Italy.

"Impairment losses" in 2024 amounted to €215 million and are mainly attributable to value adjustments of a number of renewable plants in Spain, Italy, the United States and Chile.

"Reclassifications from/to assets held for sale" (€95 million) mainly refer to the reclassification of 3SUN among continuing operations (€677 million), partly offset by the classification under assets held for sale of e-distribuzione SpA assets, now merged into Duereti Srl (€393 million), regarding a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia, the storage business portfolio in North America (€134 million) and net assets of renewable generation assets in India (€72 million).

"Other changes" include the adjustment of plant decommissioning and site restoration costs in the amount of €303 million mainly referred to assets in Italy, Colombia and Spain, impairment losses on the property, plant and equipment of the Argentine companies operating in a hyperinflationary economy in the amount of €1,289 million, as well as the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditure on property, plant and equipment of €245 million (€303 million in 2023), breaking down as follows.

482

Millions of euro	2024	Rate %	2023	Rate %	Change	
EGP North America	55	7.9%	70	8.5%	(15)	-21.4%
EGP México	12	9.9%	16	9.8%	(4)	-25.0%
Enel Américas Group	32	7.4%	55	6.4%	(23)	-41.8%
Enel Chile Group	83	6.0%	90	6.0%	(7)	-7.8%
Endesa Group	11	3.6%	12	3.2%	(1)	-8.3%
Enel Italia Group	49	5.1%	58	2.1%	(9)	-15.5%
Nuove Energie	3	3.0%	2	3.3%	1	50.0%
Total	**245**		**303**		**(58)**	**-19.1%**

"Other changes" also include grants received in Italy in the amount of €602 million.

At December 31, 2024, contractual commitments to purchase property, plant and equipment came to €4,123 million.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows.

Civil buildings	10-60 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstocks	10-65 years
- mechanical and electrical machinery	10-65 years
- other fixed hydraulic works	10-100 years
Thermoelectric power plants:	
- boilers and auxiliary components	20-40 years
- gas turbine components	10-40 years
- mechanical and electrical machinery	5-40 years
- other fixed hydraulic works	60 years
Nuclear power plants	50 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	20 years
- turbines and generators	10-50 years
- turbine parts in contact with fluid	10 years
- mechanical and electrical machinery	20-40 years
Wind power plants:	
- towers	30-35 years
- turbines and generators	30-35 years
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-40 years
Public and artistic lighting systems:	
- public lighting systems	10-35 years
- artistic lighting systems	20-35 years
Transport lines	10-60 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution systems:	
- high voltage lines	10-60 years
- primary transformer stations	10-50 years
- low- and medium-voltage lines	10-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	5-40 years
- energy balance measurement equipment	10-15 years
- electronic meters	15-25 years
Charging stations	7-15 years
Battery Energy Storage Systems (BESS)	10-15 years

The useful life of leasehold improvements coincides with the term of the lease or, if shorter, the duration of the benefits produced by the improvements. Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.

18. Service concession arrangements

The following table details service concession agreements that do not fall within the scope of IFRIC 12 and had a balance as at December 31, 2024.

Millions of euro	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,677	5,677	5,673
Enel Colombia (formerly Codensa)	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,188	1,266	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,175	1,254	1,667

Concessions for distribution activities in Spain, Colombia and Chile, as shown in the table, were included under intangible assets with an indefinite useful life since there is no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each CGU, with which the various concessions are associated, were sufficient to recover the carrying amount. The change during the year was essentially attributable to changes in exchange rates in Latin America.

Service concession arrangements, which are recognized in accordance with IFRIC 12, regard certain infrastructure serving concessions for electricity generation in Brazil, electricity distribution in Brazil and Costa Rica and public lighting in Brazil.

The following table summarizes the salient details of those concessions.

Millions of euro	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	Amount recognized among contract assets at December 31, 2024 (intangible assets)	Amount recognized among contract assets at December 31, 2024 (financial assets)	Amount recognized among financial assets at December 31, 2024	Amount recognized among intangible assets at December 31, 2024
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1996-2026	2 years	Yes	99	-	1,305	336
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	4 years	Yes	155	-	1,130	369
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2015-2046	22 years	No	-	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2015-2046	22 years	No	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2017-2047	23 years	No	-	-	246	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	4 years	Yes	229	-	1,457	551
Luz de Angra Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2021-2036	12 years	Yes	-	4	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2045	21 years	Yes	-	7	-	-
Luz de Caruaru Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2043	19 years	Yes	-	5	-	-
Luz de Cataguases	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2048	24 years	Yes	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	13 years	Yes	-	2	-	-
Luz de Caxias do Sul	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2048	24 years	Yes	-	5	-	-
Luz de Ponta Grossa	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	13 years	Yes	-	3	-	-
Luz de Alagoinhas	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	13 years	Yes	-	2	-	-
Luz de Maringá	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	13 years	Yes[1]	-	3	-	-
PH Chucas	Costa Rican Electricity Institute	Hydroelectric plant	Costa Rica	2012-2031	7 years	No	-	-	38	35
Total							**483**	**32**	**4,204**	**1,291**

(1) Depending on some performance criteria and acceptance by the granting authority.

The financial assets relating to electricity distribution on the Brazilian market by the companies Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição São Paulo are measured at the fair value at the end of the concessions. For more information, see note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

19. Leases

The table below shows changes in right-of-use assets in 2024.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plants	Other leased assets	Total
Total at Dec. 31, 2023	**1,488**	**632**	**278**	**466**	**2,864**
Increases	100	131	8	190	429
Exchange differences	39	(4)	–	(7)	28
Depreciation	(62)	(114)	(26)	(148)	(350)
Other changes	(87)	(33)	(7)	(16)	(143)
Total at Dec. 31, 2024	**1,478**	**612**	**253**	**485**	**2,828**

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below.

Millions of euro	
Total at Dec. 31, 2023	**2,905**
Increases	419
Payments	(422)
Other changes	29
Total at Dec. 31, 2024	**2,931**
of which medium to long term	*2,613*
of which short term	*318*

486

Note that in 2024 no changes or renegotiations were made to leases.

The following table shows the impact of leased assets on the income statement.

Millions of euro	2024
Depreciation of right-of-use assets	357
Interest expense on lease liabilities	148
Expense relating to short-term leases (included in costs for services and other materials)	38
Variable lease payments (included in costs for services and other materials)	30
Total	**573**

Right-of-use assets are depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful life of the right-of-use assets, as follows.

	Average residual life (years)
Buildings	7
Ground rights of plants	31
Vehicles and other means of transport	3

20. Investment property – *€30 million*

Millions of euro	
Cost net of accumulated impairment losses	114
Accumulated depreciation	17
Balance at Dec. 31, 2023	**97**
Capital expenditure	8
Exchange differences	(2)
Disposals	(54)
Depreciation	(2)
Impairment gains	17
Reclassification from/to assets held for sale	(37)
Other changes	3
Total change	**(67)**
Cost net of accumulated impairment losses	45
Accumulated depreciation	15
Balance at Dec. 31, 2024	**30**

Investment property at December 31, 2024 amounted to €30 million, a decrease of €67 million from 2023. The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on their sale or the remittance of income and proceeds of disposal. In addition, the Group has no contractual obligations to purchase, construct or develop investment property or for repairs, maintenance or enhancements.

The change in 2024 was mainly due to a number of disposals of land in Spain.

For more information on the valuation of investment property, see notes 50 "Assets and liabilities measured at fair value" and 50.2 "Assets not measured at fair value in the statement of financial position".

21. Intangible assets – *€15,837 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2024 are shown below.

Millions of euro	Development expenditure	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Leasehold improvements	Assets under development and advances	Contract costs	Total
Cost net of accumulated impairment losses	55	3,988	12,401	5,822	5,513	-	1,641	3,352	32,772
Accumulated amortization	29	3,313	2,130	4,157	4,139	-	-	1,949	15,717
Balance at Dec. 31, 2023	**26**	**675**	**10,271**	**1,665**	**1,374**	**-**	**1,641**	**1,403**	**17,055**
Capital expenditure	3	36	41	-	92	-	533	530	1,235
Assets entering service	4	254	12	-	396	-	(676)	8	(2)
Exchange differences	-	(23)	(386)	(249)	-	-	(14)	5	(667)
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	(20)	-	(20)
Disposals	(2)	(1)	-	(6)	(2)	-	(6)	-	(20)
Amortization	(7)	(302)	(162)	(421)	(413)	-	-	(476)	(1,799)
Impairment losses	-	(2)	-	-	(100)	-	(169)	(1)	(271)
Impairment gains	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Other changes	10	64	6	302	(4)	-	(54)	3	327
Reclassifications from/to assets held for sale	1	-	(2)	-	(2)	-	4	(3)	(2)
Total changes	**9**	**27**	**(511)**	**(374)**	**(32)**	**-**	**(405)**	**68**	**(1,218)**
Cost net of accumulated impairment losses	74	4,332	11,811	4,962	5,896	-	1,236	3,877	32,188
Accumulated amortization	39	3,630	2,051	3,671	4,554	-	-	2,406	16,351
Balance at Dec. 31, 2024	**35**	**702**	**9,760**	**1,291**	**1,342**	**-**	**1,236**	**1,471**	**15,837**

488

For more information on capital expenditure, see note 17.

Impairment losses amounted to €271 million in 2024 and mainly regarded:

- renewable projects (pipeline) in Spain, the United States, Brazil and Italy;
- impairment losses on e-mobility assets in the United States;
- software and development platforms supporting Enel X business in Italy.

"Other changes" mainly include the reclassification from contract assets of a portion of investments falling within the scope of IFRIC 12 in Brazil and the value adjustment of intangible assets of Argentine companies as a result of the application of the accounting standard for financial reporting in hyperinflationary economies.

The estimated useful life of the main items of intangible assets with a finite useful life, distinguished between internally generated and acquired, is as follows.

Development expenditure:	
- internally generated	5 years
- acquired	3-26 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	3-10 years
- acquired	3-30 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years
- acquired	10-35 years
Other:	
- internally generated	2-28 years
- acquired	3-15 years

22. Goodwill – *€12,850 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Impairment losses	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2024
	Net carrying amount						Net carrying amount
Iberian Peninsula	8,785	-	-	-	-	-	8,785
Chile	1,101	-	-	-	-	-	1,101
Argentina	20	-	-	-	-	-	20
Colombia	526	-	(3)	-	-	-	523
Brazil	1,357	-	(150)	-	-	-	1,207
Central America	26	-	1	-	-	-	27
Enel Green Power North America	68	-	-	-	-	-	68
Enel X North America	81	-	3	-	(40)	-	44
Enel X Asia Pacific	84	-	-	-	-	-	84
Enel X Rest of Europe[1]	43	-	-	(3)	-	-	40
Market Italy[2]	581	-	-	-	-	-	581
Enel Green Power Italy	21	-	-	-	-	-	21
Enel Produzione Italy	349	-	-	-	-	-	349
Total	**13,042**	**-**	**(149)**	**(3)**	**(40)**	**-**	**12,850**

(1) Includes Viva Labs.
(2) Includes Enel Energia.

The following table presents the allocation of goodwill in the matrix of business lines and geographical areas. Note that the changes in the presentation of operating segments, described in note 8 above, did not produce changes in the allocation of goodwill for the purposes of impairment testing.

Goodwill matrix at Dec. 31, 2024

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	21
Market Italy[1]	-	-	-	581	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	349
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brazil	-	417	790	-	-	1,207
Chile	-	949	152	-	-	1,101
Colombia	-	300	223	-	-	523
Central America	-	27	-	-	-	27
Enel Green Power North America	-	68	-	-	-	68
Enel X North America	-	-	-	44	-	44
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe	-	-	-	40	-	40
Total	**-**	**3,322**	**6,972**	**2,556**	**-**	**12,850**

(1) Includes Enel Energia.

Goodwill matrix at Dec. 31, 2023

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	21
Market Italy[1]	-	-	-	581	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	349
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brazil	-	502	855	-	-	1,357
Chile	-	949	152	-	-	1,101
Colombia	-	303	223	-	-	526
Central America	-	26	-	-	-	26
Enel Green Power North America	-	68	-	-	-	68
Enel X North America	-	-	-	81	-	81
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe[2]	-	-	-	43	-	43
Total	**-**	**3,409**	**7,037**	**2,596**	**-**	**13,042**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Viva Labs.

The decrease of €192 million in goodwill was mainly attributable to negative exchange rate adjustments in Brazil and the reclassification to assets held for sale of storage assets in North America.

490

The recoverable amount of the goodwill recognized was estimated by calculating the value in use of the CGUs using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market-risk premiums.

Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of each CGU, and drawn:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent on November 18, 2024, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing was three years;
- for subsequent years, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows.

More specifically, the terminal value is calculated based on the specific characteristics of the businesses related to the various CGUs subject to impairment testing:

- perpetuity, for the businesses of large-hydro (LH) power generation and of distribution, in which the licenses and public concessions are of a long-term nature and renewal can be forecast with reasonable certainty; as well as for the Enel X and Enel X Way businesses, as they feature the development of specific know-how that is sustainable over the long term;
- annuity, for CGUs that are predominantly characterized by retail business, for which the residual life is, therefore, essentially correlated with the average duration of the customer relationships; as well as for businesses of conventional thermal power generation (Generation and Trading). This method is also used for the renewable energy (Enel Green Power) businesses to take account of: (i) the value resulting from the remaining useful lives of the plants; and (ii) the residual value, in the event of plant decommissioning, associated with licensing rights, the competitiveness of the production facilities (in terms of natural resources), and network interconnectivity.

The nominal growth rate (g-rate) is equal to the long-term rate of growth in electricity and/or inflation (depending on the country and business involved).
Regarding the assumptions for commodity price developments, the scenarios adopted are consistent with current emissions reductions targets.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

More specifically, a steady growth in the price of CO_2 is assumed for 2030, reflecting the gradual reduction in the supply of permits against growing demand, and a stabilization of coal prices, due to decreasing demand. As for gas, price tensions are expected to ease in the coming years in light of a realignment between supply and demand at a global level. Finally, a progressive stabilization of oil prices is expected, with peak demand estimated around 2030.

Note also that the Group has used sensitivity analysis to take account of the impacts of climate change in the long term. More specifically:

- we consider a perpetual long-term growth rate for cash flows after the explicit period that is in line with the change in electricity demand over the 2026-2050 period, based on the specific features of the businesses concerned, adopting certain assumptions concerning the increase in temperature due to climate change and trends connected with the energy transition;
- we consider changes in the hydroelectric, wind and photovoltaic generation levels of our portfolio assets, associated with each projection of underlying climate variables (for example, temperature, irradiance, wind speed and precipitation);
- we assume that the Group will incur the costs provisioned for decommissioning fossil fuel generation plants in line with the goal of zero direct (Scope 1) and indirect emissions from retail activities (Scope 3).

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main value drivers, in particular WACC and the long-term growth rate.

Even in these circumstances, results were consistent with the evidence described previously, without issues in all the CGUs analyzed in respect of the recoverability of their carrying amounts in the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024.

The table below reports the composition of the main goodwill values by the country/region to which the CGU belongs, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
Millions of euro	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023				
Iberian Peninsula	8,785	2.50%	7.27%	3 years	Perpetuity/ 23 years EGP/ 11 years G&T/ 15 years MKT	8,785	2.19%	8.23%	3 years	Perpetuity/ 22 years EGP/ 12 years G&T/ 15 years MKT
Chile	1,101	2.30%	9.14%	3 years	Perpetuity/ 27 years EGP/ 4 years G&T	1,101	2.07%	9.57%	3 years	Perpetuity/ 28 years EGP/ 5 years G&T
Argentina	20	20.41%	44.88%	3 years	Perpetuity	20	17.57%	41.99%	3 years	Perpetuity
Colombia	523	3.37%	11.92%	3 years	Perpetuity/ 26 years EGP/ 13 years G&T	525	3.50%	14.25%	3 years	Perpetuity/ 25 years EGP/ 14 years G&T
Brazil	1,207	3.36%	10.87%	3 years	Perpetuity/ 23 years EGP	1,357	3.86%	12.31%	3 years	Perpetuity/ 24 years EGP
Central America	27	2.30%	10.88%	3 years	16 years	26	2.10%	10.92%	3 years	17 years
Enel Green Power North America	68	1.89%	7.79%	3 years	23 years	68	2.10%	8.27%	3 years	24 years
Enel X North America	44	2.30%	10.95%	3 years	Perpetuity	81	2.10%	11.75%	3 years	Perpetuity
Enel X Asia Pacific	84	2.30%	12.18%	3 years	Perpetuity	84	2.10%	13.27%	3 years	Perpetuity
Enel X Rest of Europe	40	1.76%	10.86%	3 years	Perpetuity	43	2.10%	11.45%	3 years	Perpetuity
Enel Green Power Italy	21	1.76%	7.86%	3 years	Perpetuity/ 27 years	21	2.10%	8.66%	3 years	Perpetuity/ 26 years
Market Italy	581	0.90%	10.54%	3 years	15 years	581	1.93%	11.31%	3 years	15 years
Enel Produzione Italy	349	1.61%	7.97%	3 years	Perpetuity/ 14 years	349	2.06%	9.07%	3 years	Perpetuity/ 14 years

(1) Growth rate for cash flows after the explicit forecast period in the valuation currency.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column (G&T = Generation & Trading; EGP = Enel Green Power; MKT = End-user Market).

23. Deferred tax assets and liabilities – *€9,025 million and €7,951 million*

The following tables detail changes in deferred tax assets and liabilities by type of timing difference and calculated based on the tax rates established by applicable regulations, as well as the amount of deferred tax assets offsettable, where permitted, with deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2024
Deferred tax assets:							
- differences in the carrying amount of intangible assets, property, plant and equipment	2,269	(73)	-	(2)	2	27	2,223
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,925	172	-	(101)	(3)	2	1,995
- tax loss carried forward	746	256	-	(49)	(8)	-	945
- measurement of financial instruments	1,322	(50)	(195)	2	(12)	2	1,069
- employee benefits	863	(90)	(54)	(63)	7	-	663
- other items	2,093	(112)	(8)	(20)	177	-	2,130
Total	**9,218**	**103**	**(257)**	**(233)**	**163**	**31**	**9,025**
Deferred tax liabilities:							
- differences on non-current and financial assets	5,038	(210)	1	(154)	506	(2)	5,179
- measurement of financial instruments	957	32	(505)	2	19	-	505
- other items	2,222	132	6	(80)	(13)	-	2,267
Total	**8,217**	**(46)**	**(498)**	**(232)**	**512**	**(2)**	**7,951**
Non-offsettable deferred tax assets							**6,477**
Non-offsettable deferred tax liabilities							**3,748**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting							**1,655**

492

Deferred tax assets recognized at December 31, 2024, as their recovery is considered reasonably certain, totaled €9,025 million (€9,218 million at December 31, 2023).
Deferred tax assets decreased by €193 million during the year, essentially due to:

- a decrease in deferred tax assets connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America, in particular in Brazil.

These effects were partly offset by hyperinflationary adjustments in Argentina.

Note that deferred tax assets have not been assessed on tax losses carried forward for the year (€2,095 million) in the amount of €616 million, as based on current estimates of future taxable income their recoverability is not considered probable.

Deferred tax liabilities amounted to €7,951 million at December 31, 2024 (€8,217 million at December 31, 2023). They essentially include the determination of the tax effects of the adjustments to assets acquired as part of the final allocation of the cost of acquisitions made in the various years and the deferred

taxation in respect of the differences between depreciation charged for tax purposes, including accelerated depreciation, and depreciation based on the estimated useful lives of assets.
Deferred tax liabilities decreased by a total of €266 million, due in particular to:

- the decrease in deferred tax liabilities connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America, in particular in Brazil.

These effects were partly offset by hyperinflationary adjustments in Argentina.

24. Equity-accounted investments – *€1,456 million*

The following table shows changes in the main investments in joint ventures and associated companies accounted for using the equity method.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	% held	Impact on profit or loss	Change in the consolidation scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment	Other changes	at Dec. 31, 2024	% held
Joint ventures										
Gridspertise Srl	306	50.0%	6	-	-	-	-	1	313	50.0%
Mooney Group SpA	185	50.0%	(32)	-	-	-	-	50	203	50.0%
Slovak Power Holding	189	50.0%	8	-	-	-	(197)	-	-	-
Enel Green Power Australia	148	50.0%	(16)	-	-	-	-	10	142	50.0%
Enel Green Power Hellas	245	50.0%	(4)	-	-	-	-	4	245	50.0%
Matimba project companies	75	50.0%	(2)	8	-	-	-	(15)	66	50.0%
Ewiva Srl	39	50.0%	(4)	-	-	-	-	1	36	50.0%
Drift Sand Wind Project	45	50.0%	5	-	-	-	-	16	66	50.0%
Front Marítim del Besòs	30	61.4%	-	-	-	-	-	-	30	61.4%
Elecgas SA	21	50.0%	5	-	-	-	-	2	28	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43.8%	-	-	-	-	-	1	6	43.8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33.5%	1	-	(2)	-	-	1	8	33.5%
Energie Electrique de Tahadart	8	32.0%	2	-	-	-	-	1	11	32.0%
PowerCrop	8	50.0%	(1)	-	-	-	-	(2)	5	50.0%
Total joint ventures	**1,312**		**(32)**	**8**	**(2)**	**-**	**(197)**	**70**	**1,159**	

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	% held	Impact on profit or loss	Change in the consolidation scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment	Other changes	at Dec. 31, 2024	% held
Associates										
CESI	56	42.7%	2	-	-	-	-	-	58	42.7%
GNL Chile SA	20	33.3%	9	-	-	-	-	2	31	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	10	50.0%	-	-	(1)	-	-	-	9	50.0%
Gorona del Viento El Hierro SA	7	23.2%	(1)	-	-	-	-	-	6	23.2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37.5%	3	-	(2)	-	-	(1)	7	37.5%
Sociedad Eólica El Puntal	5	50.0%	3	-	(1)	-	-	(2)	5	50.0%
Renovables Brovales 400 kV	5	64.2%	-	-	-	-	-	2	7	64.2%
Cogenio Iberia	6	20.0%	-	-	-	-	-	(1)	5	20.0%
Cogenio Srl	8	20.0%	-	-	-	-	-	8	16	20.0%
Avikiran Solar India	27	51.0%	(1)	-	-	(26)	-	-	-	-
Avikiran Surya India	24	51.0%	(2)	-	-	(23)	-	1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	64	10.0%	3	-	-	-	-	(2)	65	10.0%
Rocky Caney Holding	20	10.0%	2	-	-	-	-	(4)	18	10.0%
Total associates	**259**		**18**	**-**	**(4)**	**(49)**	**-**	**3**	**227**	
Other minor equity-accounted investments	**79**		**1**	**3**	**(4)**	**(10)**	**-**	**1**	**70**	
TOTAL	**1,650**		**(13)**	**11**	**(10)**	**(59)**	**(197)**	**74**	**1,456**	

The decrease in equity-accounted investments in 2024 mainly reflected:

- the finalization of the agreement between the subsidiary Enel Produzione and Energetický a průmyslový holding (EPH) through which the latter, as foreseen by the early call option, will purchase the remaining 50% of the share capital of Slovak Power Holding BV (SPH), held by Enel Produzione by the 1st Half of 2025. This entailed the reclassification of the investment to "Assets classified as held for sale" and its value adjustment to zero as the total consideration for the investment, equal to €150 million, has already been paid by EPH to Enel Produzione upon finalization of the first phase of the transaction;
- the reclassification of equity investments in Avikiran Solar India and Avikiran Surya India respectively for €26 million and €23 million under "Assets classified as held for sale" following negotiations on the sale of Enel Green Power India which holds the investments;
- the recognition of the negative OCI share pertaining to the Group, mainly attributable to developments in the fair value of cash flow hedge derivatives mainly of Enel Green Power Australia and the Matimba project companies.

These negative effects were partly offset by the capital increase of Mooney (€50 million) and Enel Green Power Australia (€33 million).

The following tables provide a summary of financial information for the main joint ventures and associates of the Group not classified as held for sale in accordance with IFRS 5.

	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Joint ventures														
Gridspertise Srl	248	171	141	146	389	317	82	49	155	171	237	220	152	97
Mooney Group SpA	913	894	388	487	1,301	1,381	1,087	1,134	579	649	1,666	1,783	(365)	(402)
Enel Green Power Australia	532	428	79	73	611	501	401	315	39	21	440	336	171	165
Enel Green Power Hellas	656	687	112	109	768	796	640	672	109	166	749	838	19	(42)
Matimba project companies	2,209	1,583	386	320	2,597	1,903	2,305	1,569	128	113	2,433	1,712	164	191
Ewiva Srl	40	40	32	39	72	79	-	-	-	-	-	-	72	79
Associates														
CESI	179	179	95	13	274	192	19	20	154	73	173	93	101	99

	Total revenue		Pre-tax profit/(loss)		Profit/(Loss) from continuing operations	
Millions of euro	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Joint ventures						
Gridspertise Srl	410	445	15	25	12	17
Mooney Group SpA	410	435	(63)	(70)	(63)	(70)
Enel Green Power Australia	70	37	(26)	(28)	(27)	(28)
Enel Green Power Hellas	142	127	55	25	49	17
Matimba project companies	133	148	(23)	(8)	(14)	(2)
Ewiva Srl	-	-	(8)	(6)	(8)	(6)
Associates						
CESI	181	164	3	(5)	2	(5)

495

25. Derivatives

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Derivative financial assets	2,003	2,383	3,512	6,407
Derivative financial liabilities	2,915	3,373	3,584	6,461

For more information on derivatives qualifying as hedging instruments and measured at FVTPL, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

26. Current/Non-current contract assets/(liabilities)

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Contract assets	523	444	193	212
Contract liabilities	5,682	5,743	2,448	2,126

Non-current assets deriving from contracts with customers (contract assets) refer mainly to public-to-private service concession arrangements recognized in accordance with IFRIC 12 (€483 million). These cases arise when the concession holder has not yet obtained full right to recognize the asset from the grantor.

Current contract assets mainly concern construction contracts in progress (€136 million) to be invoiced, payments on which are subject to the fulfilment of a performance obligation.

The value at December 31, 2024 of non-current contract liabilities is mainly attributable to the Grids segment, in Spain (€2,872 million) and in Italy (€2,810 million) as a result of revenue from connections of new customers.
Current contract liabilities mainly include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €1,797 million mainly recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts in progress (€520 million).
As required under IFRS 15, the following table reports the reversal to profit or loss of contract liabilities by time band.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Within 1 year	2,448	2,126
Within 2 years	769	568
Within 3 years	534	567
Within 4 years	532	565
Within 5 years	530	564
More than 5 years	3,317	3,479
Total	**8,130**	**7,869**

27. Other non-current financial assets – *€7,607 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	595	346	249	72.0%
Other non-current financial assets included in net financial debt (see note 27.1)	2,676	3,837	(1,161)	-30.3%
Service concession arrangements	4,192	4,391	(199)	-4.5%
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA)	107	133	(26)	-19.5%
Non-current financial prepayments	37	43	(6)	-14.0%
Total	**7,607**	**8,750**	**(1,143)**	**-13.1%**

The decrease in "other non-current financial assets" mainly reflects:

- the decrease in other non-current financial assets included in net financial debt, as specified in note 27.1;
- the decrease in financial assets in respect of service concession arrangements, mainly in Brazilian companies due to negative exchange developments;
- the decrease in financial assets in respect of joint development agreements (JDA) in relation to amounts paid by a number of the Group's Italian renewables companies to developers for the development of renewable generation projects.

These negative effects were partly offset by the increase in equity investments in other companies mainly due to:

- the recognition of a 10% stake in Duereti, for €137 million, following the disposal, through the subsidiary e-distribuzione, of 90% of interest in the company to A2A;
- the increase in the value of the investment held by Enel X International in Zacapa Topco Sàrl in the amount of €90 million.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	% held	at Dec. 31, 2023	% held	Change
Zacapa Topco Sàrl	377	19.5%	287	19.5%	90
Duereti	137	10.0%	-	-	137
European Energy Exchange AG	42	2.4%	22	2.4%	20
Hubject GmbH	8	12.5%	11	12.5%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11.1%	8	11.1%	1
Termoeléctrica José de San Martín SA	5	3.0%	3	5.6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	5	3.4%	2	6.2%	3
Other	12		13		(1)
Total	**595**		**346**		**249**

27.1 Other non-current financial assets included in net financial debt – *€2,676 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Securities	575	505	70	13.9%
Other financial assets	2,101	3,332	(1,231)	-36.9%
Total	**2,676**	**3,837**	**(1,161)**	**-30.3%**

"Securities" mainly include financial instruments at FVOCI in which Enel Reinsurance invests a portion of its liquidity.

The decrease in "other financial assets" is mainly attributable to a decrease in medium- and long-term financial assets (€1,278 million), in particular due to:

- the reclassification of financial assets held by Enel Produzione in respect of Slovenské elektrárne (€289 million) and Enel Finance International in respect of SPH (€769 million) under "Current portion of long-term financial receivables" following the agreement between Enel Produzione and EPH which regulates the exercise by the latter of the early call option on the residual stake in SPH, held by Enel Produzione, and provides that the loans granted by the Group companies to Slovenské elektrárne and the accrued interest not yet paid at the date of actual repayment will be repaid, at the latest upon the closing of the transaction, expected in the first half of 2025;
- the value adjustment to zero of Enel Produzione's financial asset towards EPH relating to the sale of the first tranche of SPH's share capital to EPH in 2016 (€39 million as of December 31, 2023), since the total consideration for the sale of the entire stake, set in the agreement, equal to €150 million, has already been paid.

The effect was partly offset by the increase in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system (€105 million).

28. Other current financial assets – *€4,854 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 28.1)	4,668	4,148	520	12.5%
Other	186	181	5	2.8%
Total	**4,854**	**4,329**	**525**	**12.1%**

The increase in "other current financial assets" mainly reflects the increase in current financial assets included in net financial debt, as detailed in note 28.1. "Other" mainly includes financial accrued income and the current portions of JDA financial assets and of concession arrangements.

28.1 Other current financial assets included in net financial debt – *€4,668 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Current portion of long-term financial assets	2,174	1,007	1,167	-
Securities	138	81	57	70.4%
Cash collateral and other financial assets in respect of derivatives transactions	1,982	2,899	(917)	-31.6%
Other	374	161	213	-
Total	**4,668**	**4,148**	**520**	**12.5%**

498

The change in the item is mainly attributable to the increase in the current portion of long-term financial assets (in the amount of €1,167 million) mainly attributable to the reclassification of financial assets held by Enel Produzione towards Slovenské elektrárne (€289 million) and by Enel Finance International towards SPH (€769 million) following the agreement between Enel Produzione and EPH commented earlier in note 27.1.
The effect was partly offset by a decrease in cash collateral paid to counterparties in respect of derivatives transactions.

29. Other non-current assets – *€1,937 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Amounts due from institutional market operators	391	331	60	18.1%
Net assets of personnel programs	72	42	30	71.4%
Tax assets >12 months	1,114	1,487	(373)	-25.1%
Operating security deposits >12 months	282	306	(24)	-7.8%
Other	78	83	(5)	-6.0%
Total	**1,937**	**2,249**	**(312)**	**-13.9%**

"Amounts due from institutional market operators" increased by €60 million on 2023, mainly in Spain in respect of distribution activities.
"Tax assets >12 months" decreased by €373 million, mainly reflecting exchange rate developments in Latin America (€158 million), lower tax assets in Italy (€116 million), mainly relating to "Ecosismabonus", and in Chile (€94 million), essentially reflecting a reclassification due to the short-term recoverability of tax credits.

30. Other current assets – *€3,891 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Amounts due from institutional market operators	904	1,161	(257)	-22.1%
Advances to suppliers	356	311	45	14.5%
Amounts due from employees	22	28	(6)	-21.4%
Non-monetary grants to be received for environmental certificates[1]	10	24	(14)	-58.3%
Amounts due from others	1,056	1,068	(12)	-1.1%
Sundry tax assets	1,272	1,311	(39)	-3.0%
Current accrued income and prepayments	271	196	75	38.3%
Total	**3,891**	**4,099**	**(208)**	**-5.1%**

(1) See note 56 "Environmental programs".

Other current assets decreased mainly reflecting the decrease in amounts due from institutional market operators, mainly reflecting a decrease in amounts receivable in Italy in respect of the Energy and Environmental Services Fund, mainly held by e-distribuzione and Servizio Elettrico Nazionale.

31. Inventories – *€3,643 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Raw and ancillary materials, and consumables:				
- fuels	1,335	1,598	(263)	-16.5%
- materials, equipment and other inventories	2,013	2,000	13	0.7%
Total	**3,348**	**3,598**	**(250)**	**-6.9%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	57	514	(457)	-88.9%
- guarantees of origin	72	39	33	84.6%
- energy efficiency certificates	4	-	4	-
- other environmental certificates	6	6	-	-
Total	**139**	**559**	**(420)**	**-75.1%**
Buildings held for sale	43	45	(2)	-4.4%
Payments on account	113	88	25	28.4%
TOTAL	**3,643**	**4,290**	**(647)**	**-15.1%**

Raw and ancillary materials, and consumables consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the Company's requirements for generation and trading activities.

The overall decrease in inventories in 2024 (€647 million) is mainly attributable to a decrease in inventories of fuel in Italy and the decrease in CO_2 emissions allowances in Italy mainly used for compliance obligations pertaining to the period.

32. Trade receivables – *€15,941 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	10,263	11,133	(870)	-7.8%
- distribution and sale of gas	1,491	2,811	(1,320)	-47.0%
- other assets	4,008	3,646	362	9.9%
Total trade receivables due from customers	**15,762**	**17,590**	**(1,828)**	**-10.4%**
Trade receivables due from associates and joint ventures	179	183	(4)	-2.2%
TOTAL	**15,941**	**17,773**	**(1,832)**	**-10.3%**

Trade receivables due from customers are recognized net of loss allowances, which totaled €3,763 million at the end of the year, compared with a balance of €3,775 million at the end of 2023.
Specifically, the decrease in 2024, totaling €1,832 million, is attributable to a decrease in receivables for both electricity and gas sale and transport recognized in the year.

The change was mainly recognized in Italy (€1,424 million), Spain (€576 million) and Brazil (€348 million), partly offset by increases in Chile (€204 million) and Argentina (€169 million).

For more information on trade receivables, see note 46 "Financial instruments by category".

33. Cash and cash equivalents – *€8,051 million*

500

Cash and cash equivalents, detailed in the following table, increased by €1,250 million mainly in Chile and Italy, partially offset by a decrease in Spain.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Bank and postal deposits	4,762	4,664	98	2.1%
Cash and cash equivalents on hand	33	23	10	43.5%
Other investments of liquidity	3,256	2,114	1,142	54.0%
Total	**8,051**	**6,801**	**1,250**	**18.4%**

34. Assets and liabilities included in disposal groups classified as held for sale – *€415 million and €150 million*

Changes in assets held for sale in 2024 break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Reclassification to current and non-current assets	Reclassification from current and non-current assets	Disposals and change in the consolidation scope	(Impairment)/ Reversal	Exchange differences	Investments	Other changes	at Dec. 31, 2024
Property, plant and equipment	3,708	(594)	599	(3,462)	(60)	-	189	(50)	230
Investment property	-	-	37	-	-	-	-	-	37
Intangible assets	715	(6)	6	(695)	-	(7)	-	(8)	7
Goodwill	572	-	40	(543)	(40)	(4)	-	-	25
Deferred tax assets	196	(44)	13	(158)	-	-	-	(7)	-
Equity-accounted investments	1	-	59	(11)	-	1	-	-	50
Non-current financial assets and securities	-	-	8	(7)	-	-	-	-	1
Other non-current assets	35	-	1	(31)	-	1	-	1	7
Inventories	127	(47)	10	(121)	(1)	-	-	47	15
Trade receivables	210	(2)	7	(255)	(1)	(1)	-	50	8
Tax receivables	39	(8)	1	(66)	-	1	-	42	9
Current financial assets and securities	1	(1)	7	(1)	-	-	-	1	7
Other current assets	54	(10)	2	(25)	-	-	-	(8)	13
Cash and cash equivalents	261	(38)	7	(119)	-	2	-	(107)	6
Total	**5,919**	**(850)**	**799**	**(5,494)**	**(102)**	**(7)**	**189**	**(39)**	**415**

501

Developments in liabilities break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Reclassification to current and non-current liabilities	Reclassification from current and non-current liabilities	Disposals and change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	at Dec. 31, 2024
Long-term borrowings	730	(215)	19	(469)	2	(58)	9
Post-employment and other employee benefits	5	-	1	(6)	-	-	-
Provisions for risks and charges, non-current portion	36	(10)	7	(31)	1	4	7
Deferred tax liabilities	505	-	2	(492)	-	13	28
Non-current contract liabilities	-	-	2	(2)	-	-	-
Other non-current financial liabilities	10	(6)	-	-	-	(4)	-
Other non-current liabilities	54	(34)	4	(20)	-	(4)	-
Short-term borrowings	276	-	-	(349)	2	134	63
Long-term borrowings, current portion	145	-	4	(143)	(2)	(1)	3
Provisions for risks and charges, current portion	9	-	4	(14)	(1)	2	-
Trade payables	337	(57)	8	(171)	(1)	(104)	12
Income tax liabilities	56	-	-	(72)	1	22	7
Other current financial liabilities	9	(1)	-	(10)	-	2	-
Other current liabilities	144	(9)	50	(162)	(1)	(1)	21
Total	**2,316**	**(332)**	**101**	**(1,941)**	**1**	**5**	**150**

The item essentially includes assets measured at the lower of cost, understood as their net carrying amount, and the estimated realizable value, which, due to management decisions, meet the requirements of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations" for their classification in this item.

The balances of assets held for sale and associated liabilities at December 31, 2024 came to, respectively, €415 million and €150 million and mainly refer to:

- in India: agreement signed to sell Enel Green Power India, with a net installed capacity of about 640 MW including solar and wind projects, for a project pipeline of about 2.5 GW in a number of Indian states;
- in Spain: land adjacent to the former headquarters of Gas y Electricidad Generación SAU located in Palma de Mallorca, on which Edistribución Redes Digitales SLU signed a sale agreement on December 30, 2024;
- in Colombia: the Windpeshi wind farm under construction, which based on negotiations under way satisfies the requirements of IFRS 5;
- in Peru: Enel Generación Piura.

Note that, based on the agreement signed between Enel Produzione SpA and EPH relating to the exercise of the early call option by EPH, Slovenské elektrárne was classified under assets held for sale as it meets the requirements of IFRS 5. Following the reclassification, the investment was completely written down.

A number of companies previously classified as held for sale were sold in 2024. In particular:

- the sale of assets relating to a portfolio of renewable assets in the United States for 150 MW of operating geothermal and solar plants was finalized in the 1st Half of 2024;
- the sale of all the equity investments held in Enel Generación Perú SAA and Compañía Energética Veracruz SAC (owner of electricity generation assets) was finalized in the 1st Half of 2024, together with the sale of all the equity investments held in Enel Distribución Perú SAA and Enel X Perú SAC, operating electricity distribution and supply as well as advanced energy services.

For more information on the financial effects of the above transactions, please refer to the section "Main acquisitions and disposals during the year".
Also note that, as from June 2024 net assets relating to 3SUN are no longer classified as held for sale and were reclassified under assets and liabilities "held-for-use". Since they no longer met the requirements for the previous classification under IFRS 5, their sale is no longer considered highly probable by management.

35. Equity – *€49,171 million*

35.1 Equity attributable to owners of the Parent – *€33,731 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Share capital	**10,167**	**10,167**	**-**
Treasury share reserve	**(78)**	**(59)**	**(19)**
Other reserves	**5,651**	**6,551**	**(900)**
Share premium reserve	7,496	7,496	-
Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	7,145	6,553	592
Legal reserve	2,034	2,034	-
Other reserves	2,363	2,341	22
Translation reserve	(6,352)	(5,289)	(1,063)
Hedging reserve	(2,228)	(1,393)	(835)
Hedging costs reserve	182	(38)	220
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	132	10	122
Reserve from equity-accounted investments	(404)	(375)	(29)
Actuarial reserve	(1,092)	(1,185)	93
Reserve from disposal of equity interests without loss of control	(2,405)	(2,390)	(15)
Reserve from acquisitions of non-controlling interests	(1,220)	(1,213)	(7)
Retained earnings	**17,991**	**15,096**	**2,895**
Equity attributable to owners of the Parent	**33,731**	**31,755**	**1,976**

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2024 the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. Enel SpA's share capital was unchanged compared with the amount reported at December 31, 2023.

At December 31, 2024, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Parent pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Parent's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Treasury share reserve – *€(78) million*

At December 31, 2024, treasury shares are represented by 12,079,670 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (9,262,330 at December 31, 2023), purchased through an authorized intermediary for a total of €78 million.

Other reserves – *€5,651 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

Pursuant to Article 2431 of the Italian Civil Code, the share premium reserve contains, in the case of the issue of shares at a price above par, the difference between the issue price of the shares and their par value, including those resulting from conversion from bonds. The reserve, which is a capital reserve, may not be distributed until the legal reserve has reached the threshold established under Article 2430 of the Italian Civil Code.

Reserve for equity instruments – perpetual hybrid bonds – *€7,145 million*

This reserve reports the nominal value, net of transaction costs, of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds denominated in euros for international investors.

The change of €592 million in the reserve reflects the issue of new bonds in the amount of €889 million, net of transaction costs, partly offset by the repurchase and subsequent cancellation of previous bonds in the amount of €297 million, including transaction costs.

In 2024, coupons of €246 million were paid to holders of perpetual hybrid bonds.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve is formed as allocation of part of the net income that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves – *€2,363 million*

These include €2,215 million related to the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

Pursuant to Article 47 of the Uniform Income Tax Code, this amount does not constitute taxable income when distributed.

Translation reserve – *€(6,352) million*

The decrease of €1,063 million in the period is mainly due to the net depreciation of the functional currencies used by foreign subsidiaries, mainly in Latin America, against the euro (presentation currency of the Parent) and changes in the consolidation scope following the disposal of generation and distribution companies in Peru.

Hedging reserve – *€(2,228) million*

This includes the net expense recognized in equity from the measurement of hedging derivatives. The change in the year is mainly attributable to the release by Enel Finance International of reserves in order to mitigate the impact on the income statement of the adjustment to the end-of-period exchange rate of loans in foreign currency.

Hedging costs reserve – *€182 million*

In application of IFRS 9, this reserve includes the fair value gains and losses on currency basis points and forward points. The change in 2024 is mainly attributable to the increase in the fair value of exchange rate hedging derivatives of Enel Finance International.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI – *€132 million*

This includes net unrealized fair value losses on financial assets. The change in 2024 is mainly attributable to the value adjustment of the equity interest held by Enel X International in Zacapa Topco Sàrl.

Reserve from equity-accounted investments – *€(404) million*

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of equity-accounted investees. The change in 2024 is mainly attributable to the change in the hedging reserve in Australia.

Actuarial reserve – *€(1,092) million*

This reserve includes actuarial gains and losses in respect of employee benefit liabilities, net of tax effects.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control – *€(2,405) million*

This item mainly reports:

- the gain posted on the public offering of Enel Green Power shares, net of expenses associated with the disposal and the related taxation;
- the sale of non-controlling interests recognized as a result of the Enersis (now Enel Américas and Enel Chile) capital increase;
- the capital loss, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, from the public offering of 21.92% of Endesa;
- the disposal to third parties of the non-controlling interest in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- the effects of the merger into Enel Américas of Endesa Américas and Chilectra Américas;
- the effects of the disposal of a 49% stake held by Enel Green Power Canada in Pincher Creek LP and Riverview LP;
- the effects of the disposal of a 49% stake in Enel Libra Flexsys Srl, a company operating in Battery Energy Storage Systems (BESS) and owner of a number of Open Cycle Gas Turbines plants (OCGT);
- the effects of the disposal of a 49.99% stake held by Endesa in Enel Green Power España Solar 1 SLU.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests – *€(1,220) million*

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying amount of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled in Latin America.

Retained earnings – *€17,991 million*

This reserve reports earnings from previous years that have not been distributed or allocated to other reserves.

The table below shows the changes in gains and losses recognized directly in other comprehensive income, including non-controlling interests, with specific reporting of the related tax effects.

504

	at Dec. 31, 2023			Change					at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	Gains/ (Losses) recognized in equity during the year	Released to profit or loss	Taxes	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*
Translation reserve	**(11,404)**	*(5,839)*	*(5,565)*	(1,853)	–	–	**(1,853)**	*(1,297)*	*(556)*	**(13,257)**	*(7,136)*	*(6,121)*
Hedging reserve	**(1,945)**	*(1,462)*	*(483)*	(804)	(33)	209	**(628)**	*(650)*	*222*	**(2,573)**	*(2,312)*	*(261)*
Hedging costs reserve	**(62)**	*(46)*	*(14)*	296	(1)	(70)	**225**	*226*	*(1)*	**163**	*176*	*(13)*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**(22)**	*(17)*	*(5)*	18	(2)	(2)	**14**	*14*	–	**(8)**	*(3)*	*(5)*
Share of OCI of equity-accounted associates	**(488)**	*(504)*	*16*	(41)	–	6	**(35)**	*(35)*	–	**(523)**	*(539)*	*16*
Reserve from measurement of equity investments in other companies	**(16)**	*(16)*	–	109	–	–	**109**	*108*	*1*	**93**	*92*	*1*
Actuarial reserve	**(1,625)**	*(1,136)*	*(489)*	177	–	(50)	**127**	*93*	*34*	**(1,498)**	*(1,043)*	*(455)*
Total gains/ (losses) recognized in equity	**(15,562)**	**(9,022)**	**(6,540)**	**(2,098)**	**(36)**	**93**	**(2,041)**	**(1,741)**	**(300)**	**(17,603)**	**(10,763)**	**(6,840)**

35.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends distributed in 2023		
Dividends for 2022	4,064	0.40
Interim dividends for 2023[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2023	**4,064**	**0.40**
Dividends distributed in 2024		
Dividends for 2023	4,367	0.43
Interim dividends for 2024[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2024	**4,367**	**0.43**

(1) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024 (interim dividend of €0.215 per share for a total of €2,185 million).

(2) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025 (interim dividend of €0.215 per share for a total of €2,185 million).

Dividends distributed are shown net of amounts due to treasury shares at the respective "record dates". These shares were waived for collection and allocated to "retained earnings".

The dividend for 2024 is equal to €0.47 per share, for a total of €4,778 million (of which €0.215 per share for a total of €2,186 million already paid as an interim dividend). It was approved by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025 at single call.

These consolidated financial statements do not take account of the effects of the distribution to shareholders of the dividend for 2024, except for the liability in respect of shareholders for the interim dividend for 2024, which was approved by the Board of Directors on November 6, 2024 for a potential maximum of €2,186 million, and paid as from January 22, 2025 net of the portion pertaining to the 12,079,670 treasury shares held as at the record date of January 21, 2025.

In 2024 the Group also paid €246 million in coupons to holders of perpetual hybrid bonds.

Capital management

The Group's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Group seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Group manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2024.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2024 and 2023 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Non-current financial debt	60,064	61,093	(1,029)
Net current financial position	(1,621)	2,907	(4,528)
Non-current financial assets and long-term securities	(2,676)	(3,837)	1,161
Net financial debt	**55,767**	**60,163**	**(4,396)**
Equity attributable to owners of the Parent	33,731	31,755	1,976
Non-controlling interests	15,440	13,354	2,086
Equity	**49,171**	**45,109**	**4,062**
Debt/Equity ratio	**1.13**	**1.33**	**(0.20)**

The decrease in the debt/equity ratio, which measures financial leverage, is essentially attributable to the increase in equity as a result of profit for the year and in non-controlling interests following disposals without loss of control, partly offset by dividend distributions, and the reduction in net financial debt mainly reflecting the sale of equity interests during the year.

See note 45 for a breakdown of the individual items in the table.

35.3 Non-controlling interests – €15,440 million

The following table presents the composition of non-controlling interests by geographical area.

	Non-controlling interests		Profit for the year attributable to non-controlling interests	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Italy	1,092	-	10	-
Iberia	6,517	5,470	534	192
Latin America	7,587	7,665	652	666
Europe	1	-	-	3
North America	124	151	9	(39)
Africa, Asia and Oceania	119	68	8	7
Total	**15,440**	**13,354**	**1,213**	**829**

The change in non-controlling interests mainly reflects the sale to Sosteneo Energy Transition 1 of a 49% stake in Enel Libra Flexsys Srl, the sale to Masdar of a 49.99% stake in Enel Green Power España Solar 1 SLU, and the result for the period, partly offset by dividend distribution and the disposal of generation and distribution companies in Peru.

The financial disclosure requirements of IFRS 12 for subsidiaries with significant non-controlling interests are reported below.

506

	Non-current assets		Current assets		Total assets	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Subsidiaries						
Enel Américas	26,771	27,578	5,954	8,459	32,725	36,037
Enel Chile	10,858	10,810	1,939	1,722	12,797	12,532
Endesa	42,964	43,701	3,930	4,033	46,894	47,734

	Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity		Equity attributable to owners of the Parent		Non-controlling interests	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Subsidiaries												
Enel Américas	9,292	10,466	5,654	7,314	14,946	17,780	17,779	18,257	12,627	12,935	5,152	5,321
Enel Chile	3,637	3,706	2,843	2,730	6,480	6,436	6,317	6,099	3,881	3,753	2,436	2,343
Endesa	15,818	16,018	7,683	10,045	23,501	26,063	23,393	21,671	16,876	16,202	6,517	5,469

	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations		Profit attributable to owners of the Parent		Profit attributable to non-controlling interests	
Millions of euro	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Subsidiaries										
Enel Américas	15,202	13,400	3,108	1,639	2,056	877	1,495	504	561	373
Enel Chile	3,852	4,678	214	996	182	748	90	456	92	292
Endesa	21,315	25,423	2,430	839	1,773	595	1,238	402	535	193

36. Borrowings

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Long-term borrowings	60,000	61,085	7,439	9,086
Short-term borrowings	-	-	3,645	4,769
Total	**60,000**	**61,085**	**11,084**	**13,855**

For more information on the nature of borrowings, see note 46.2 "Financial liabilities by category".

37. Employee benefits – *€1,614 million*

The Group provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay for having reached age limits or eligibility for old-age pension, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, supplemental retirement and healthcare plans, residential electricity discounts and similar benefits. More specifically:

- for Italy, the item "pension benefits" regards estimated accruals made to cover benefits due under the supplemental retirement schemes of retired executives and the benefits due to personnel under law or contract at the time the employment relationship is terminated. For the foreign companies, the item refers to post-employment benefits, of which the most material regard the pension benefit schemes of Endesa in Spain, which break down into three types that differ on the basis of employee seniority and company. In general, under the framework agreement of October 25, 2000, employees participate in a specific defined contribution pension plan and, in cases of disability or death of employees in service, a defined-benefit plan which is covered by appropriate insurance policies. In addition, the group has two other limited-enrollment plans (i) for current and retired Endesa employees covered by the electricity industry collective bargaining agreement prior to the changes introduced with the framework agreement noted earlier and (ii) for employees of the Catalan companies merged in the past (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Both are defined-benefit plans and benefits are fully insured, with the exception of the former plan for benefits in the event of the death of a retired employee. Finally, the Brazilian companies have also established defined-benefit plans;
- the item "electricity discount" comprises benefits regarding electricity supply associated in particular with foreign companies;
- the item "health insurance" refers to benefits for current or retired employees covering medical expenses;
- "other benefits" mainly regard the loyalty bonus, which is adopted in various countries and for Italy is represented by the estimated liability for the benefit entitling employees covered by the electricity workers national collective bargaining agreement to a bonus for achievement of seniority milestones (25th and 35th year of service). It also includes other incentive plans, which provide for the award to certain Company managers of a monetary bonus subject to specified conditions.

The following table reports changes in the defined-benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2024, and December 31, 2023, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2024 Pension benefits	2024 Electricity discount	2024 Health insurance	2024 Other benefits	2024 Total	2023 Pension benefits	2023 Electricity discount	2023 Health insurance	2023 Other benefits	2023 Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Change in actuarial obligation previous year	**6**	**1**	**(2)**	**(3)**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Actuarial obligation at the start of the year	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**
Current service cost	9	1	4	4	18	9	1	3	(1)	12
Interest expense	318	7	9	6	340	336	8	9	4	357
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	(3)	-	-	-	(3)	-	-	-	2	2
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)	224	8	6	3	241
Experience adjustments	283	17	(6)	(6)	288	(43)	(12)	6	1	(48)
Past service cost	4	-	-	-	4	-	-	-	-	-
(Gains)/Losses arising from settlements	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
Exchange differences	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)	145	1	4	(4)	146
Benefits paid	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)
Other changes	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	-
Reclassification to balance sheet assets	30	-	-	-	30	41	-	-	-	41
Changes in the consolidation scope/ liabilities classified as held for sale	2	-	-	-	2	1	-	-	(4)	(3)
Actuarial obligation at year-end (A)	**3,191**	**213**	**151**	**86**	**3,641**	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**
Interest income	204	-	-	-	204	200	-	-	-	200
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	66	-	-	-	66	(52)	-	-	-	(52)
Exchange differences	(332)	-	-	-	(332)	89	-	-	-	89
Employer contributions	483	13	14	11	521	331	14	14	11	370
Benefits paid	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)
Other payments	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year-end (B)	**2,155**	**-**	**-**	**-**	**2,155**	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
Interest income	4	-	-	-	4	6	-	-	-	6
Changes in asset ceiling	99	-	-	-	99	(26)	-	-	-	(26)
Exchange differences	(15)	-	-	-	(15)	3	-	-	-	3
Asset ceiling at year-end (C)	**128**	**-**	**-**	**-**	**128**	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**
Net liability in statement of financial position (A-B+C)	**1,164**	**213**	**151**	**86**	**1,614**	**1,826**	**216**	**176**	**102**	**2,320**

The liability recognized came to €1,614 million, a decrease of €706 million on 2023 mainly reflecting impairment losses recognized in reflection of a change in the financial assumptions and adverse developments in rates. In addition to normal annual changes, the actuarial measurement of a plan of companies of the Endesa Group in Spain showed a surplus with respect to the obligation assumed by the company, and was thus reclassified in a specific asset item of the balance sheet.
The liability recognized at the end of the period is net of the fair value of assets serving the plans (€2,155 million at December 31, 2024).
The following table shows main changes in profit or loss in the year.

Millions of euro	2024	2023
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost and past service cost	22	17
Net interest expense	140	163
(Gains)/Losses arising from settlements	2	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	-	(5)
Other changes	(7)	5
Total	**157**	**180**

The change in the cost recognized in profit or loss was equal to €23 million, mainly reflecting the decrease in net interest expense.

The following table shows changes recognized in the period in OCI.

Millions of euro	2024	2023
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(66)	52
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	(213)	190
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	99	(26)
Other changes	3	1
Total	**(177)**	**217**

509

"Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans" decreased compared with 2023, due to the change in financial assumptions commented earlier.

Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows.

%	2024	2023
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	4	4
Fixed-income securities	76	73
Investment property	2	3
Other	14	20
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	4	-
Total	**100**	**100**

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities in respect of employee benefits and the plan assets, which are consistent with those used the previous year, are set out in the following table.

	Italy	Iberia	Latin America	Other countries	Italy	Iberia	Latin America	Other countries
	2024				2023			
Discount rate	2.75%-3.20%	3.04%-3.50%	5.10%-12.95%	6.75%-6.80%	3.30%-3.40%	3.14%-3.47%	5.31%-10.09%	0.072
Inflation rate	2.00%	2.09%	3.00%-5.17%		2.30%	2.57%	3.00%-7.58%	
Rate of wage increases	2.00%-4.00%	1.59%	3.80%-5.55%	13%-10%	2.30%-4.30%	2.57%	4.55%-10.00%	0.1
Rate of increase in healthcare costs	3.00%	4.18%	7.63%-10.00%		3.30%	4.77%	7.63%-10.00%	
Expected rate of return on plan assets	-	3.30%-3.47%	5.10%-12.95%		-	3.22%-3.31%	9.99%-10.09%	

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the defined-benefit obligation of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2023			
Decrease of 0.5% in discount rate	(5)	11	8	(3)	147	8	5	(6)
Increase of 0.5% in discount rate	(88)	(13)	(8)	(9)	(188)	(14)	(9)	(12)
Increase of 0.5% in inflation rate	(56)	(2)	(9)	(8)	(49)	(4)	(9)	(12)
Decrease of 0.5% in inflation rate	(36)	(2)	5	(3)	(30)	(4)	5	(6)
Increase of 0.5% in remuneration	(137)	(2)	(2)	(3)	(28)	(4)	(19)	18
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	(56)	(2)	(2)	(6)	(28)	(4)	(19)	11
Increase of 1% in healthcare costs	-	-	17	-	-	-	(164)	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	(297)	3	(1)	(6)	16	2	(15)	12

The sensitivity analysis used an approach that extrapolates the effect on the defined-benefit obligation of reasonable changes in an individual actuarial assumption, leaving the other assumptions unchanged.

The contributions expected to be paid into defined-benefit plans in the subsequent year amount to €203 million.
The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined-benefit plans.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Within 1 year	351	447
In 1-2 years	308	407
In 2-5 years	921	1,120
More than 5 years	1,716	1,739

38. Provisions for risks and charges – *€7,834 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024 Non-current	Current	Total	at Dec. 31, 2023 Non-current	Current	Total
Provision for litigation, risks and other charges:						
- nuclear decommissioning	688	-	688	571	-	571
- site retirement, removal and restoration	2,447	270	2,717	2,517	160	2,677
- litigation	643	53	696	663	39	702
- environmental certificates	-	200	200	-	250	250
- taxes and duties	234	18	252	295	19	314
- insurance	457	132	589	366	129	495
- other	1,134	324	1,458	687	296	983
Total	**5,603**	**997**	**6,600**	**5,099**	**893**	**5,992**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	130	90	220	154	128	282
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	768	246	1,014	765	273	1,038
TOTAL	**6,501**	**1,333**	**7,834**	**6,018**	**1,294**	**7,312**

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Accrual	Reversal	Utilization	Discounting	Provisions for site retirement and restoration	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of liabilities included in disposal groups held for sale	at Dec. 31, 2024
Provision for litigation, risks and other charges:										
- nuclear decommissioning	571	-	-	-	17	99	-	1	-	688
- site retirement, removal and restoration	2,677	57	(33)	(151)	76	100	(4)	-	(5)	2,717
- litigation	702	238	(100)	(123)	55	-	(62)	(12)	-	696
- environmental certificates	250	222	(86)	(182)	-	-	-	(4)	-	200
- taxes and duties	314	21	(21)	(6)	(8)	-	(18)	(30)	-	252
- insurance	495	108	-	(20)	-	-	-	7	(1)	589
- other	983	735	(96)	(224)	40	104	(24)	(65)	5	1,458
Total	**5,992**	**1,379**	**(336)**	**(706)**	**180**	**303**	**(108)**	**(103)**	**(1)**	**6,600**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	282	77	(16)	(129)	7	-	-	(1)	-	220
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	1,038	261	(85)	(225)	28	-	(1)	(2)	-	1,014
TOTAL	**7,312**	**1,717**	**(437)**	**(1,060)**	**215**	**303**	**(109)**	**(106)**	**(1)**	**7,834**

511

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2024 the provision reflected solely the costs that would be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Enresa, a Spanish public entity responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. In general, the costs are quantified on the basis of a standard contract between Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to Enresa (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, of the quantity of unused nuclear fuel expected at the date of closure of each of the Spanish nuclear plants on the basis of the provisions of the concession agreement.

Site retirement, removal and restoration provision

This provision represents the present value of the estimated cost for the retirement and removal of non-nuclear plants where there is a legal or constructive obligation to do so. The provision mainly regarded the Endesa Group, subsidiaries owned by the Parent company Enel Chile and Enel Produzione.

The retirement, removal and restoration charges in the provision are quantified using an Activity Based Costing (ABC) process, which identifies and quantifies the costs of each activity necessary for the retirement, removal and restoration of the site.

The following table summarizes the temporal breakdown of payments connected with the site retirement, removal and restoration provision.

Millions of euro	Payments by time bracket (nominal value)	Discounted amount
Within 1 year	274	268
In 1-5 years	1,184	1,066
More than 5 years	1,996	1,383
Total	**3,454**	**2,717**

512

Litigation provision

The litigation provision covers contingent liabilities in respect of pending litigation and other disputes. It includes an estimate of the potential liability relating to disputes that arose during the year, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior years, based on the indications of internal and external consultants. The balance for litigation mainly regards the companies in Latin America (€398 million), Spain (€150 million) and Italy (€116 million).
The amount is virtually unchanged compared with the previous year, as the decrease associated with higher uses and releases in Brazil was offset by new accruals.

Provision for environmental certificates

See note 56 "Environmental programs".

Provision for taxes and duties

The provision for taxes and duties covers the estimated liability deriving from tax disputes concerning direct and indirect taxes.
The balance of the provision also includes the provision for current and potential disputes concerning local property tax (whether the *Imposta Comunale sugli Immobili* - ICI or the *Imposta Municipale Unica* - IMU) in Italy.

Insurance claims provision

This fund includes provisions attributable to Enel Reinsurance for accruals for insurance claims; the change is mainly attributable to new accruals in the year in the amount of €108 million.

Other provisions

Other provisions cover various risks and charges, mainly in connection with regulatory disputes and disputes with local authorities regarding various duties and fees or other charges.
The increase in the period is mainly attributable to accruals for regulatory measures, atmospheric events and faults.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Provision for early retirement incentives and other restructuring plans

The provision for early retirement incentives and other restructuring plans includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs. The reduction of €62 million for the year mainly reflects uses of provisions for incentives established in previous period in Spain and Italy to cover the early termination of employment for certain employees.

Provision for restructuring programs connected with the energy transition

Enel, in its role as a leader of the energy transition, has placed decarbonization and growth of renewables around the world at the center of its strategy.
In this context, Enel has begun restructuring the activities associated with the energy transition process, which involves thermal generation plants in all the geographical areas in which the Group operates. The consequent revision of processes and operating models will require changes in the roles and skills of employees, which the Group intends to implement with highly sustainable plans based on redeployment programs, with major upskilling and reskilling plans and voluntary individual early retirement agreements. The energy transition is also based on the progressive and expansive development of digital tools, as digitization is essential to responding to multiple external forces and making informed and well-considered decisions at every level within the Group.
A provision was therefore established in 2020 for restructuring programs, which at December 31, 2024 amounted to €1,014 million, which is mainly attributable to Spain and Italy, and represents the estimated costs that the Group will incur following the acceleration of the energy transition, for all direct and indirect activities related to the review of processes and operating models and the roles and skills of employees. New accruals in 2024 mainly regard Italy (€220 million) for Article 4 programs, and Spain following the adjustment of €38 million to the provision for the *Acuerdo Voluntario de Salida* plan.

39. Trade payables – *€13,693 million*

The item amounted to €13,693 million (€15,821 million at December 31, 2023) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders, and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €12,721 million (€15,487 million at December 31, 2023) while those falling due in more than 12 months amounted to €972 million (€334 million at December 31, 2023).

39.1 Supplier finance arrangements

The Group has entered into supplier finance agreements with the primary purpose of optimizing the processing of invoice payments to suppliers, who participate in the agreements on a voluntary basis.
The agreements entered into by the Group provides for the following main terms and conditions:

- suppliers may choose to receive advance payment of their invoices from banks, which agree to pay the amounts due by the Group before the original invoice due date;
- banks agree to pay the amounts due to participating suppliers in relation to invoices owed by the Group before the invoice due date and the Group pays the bank providing the payment service.

The agreements do not significantly extend payment terms beyond the normal terms agreed with other suppliers choosing to not participate in the agreement. Furthermore, the Group does not incur any additional interest from the bank on amounts owed to suppliers as the banks only provide payment services to Enel.

Given that entering these agreements does not imply any legal release nor any material modification of the original liabilities, the trade payables relating to the agreements have not been written off or otherwise reclassified by the Group. Therefore, the Group recognizes the amounts under the agreements among trade payables because the nature and function of these debts remain the same as those of other trade payables.
The table below provides more information on supplier finance agreements of the Group.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Value of trade payables under SFA		
Presented within trade payables:	**341**	**344**
- of which suppliers have received payment by financial institutions	309	344
- of which buyers received payment extension	32	-
Presented within finance payables:	**-**	**-**
- of which suppliers have received payment by financial institutions	-	-
- of which buyers received payment extension	-	-

40. Other non-current financial liabilities – *€205 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Other non-current financial liabilities included in net financial debt	64	8	56	-
Non-current financial accrued expenses	141	133	8	6.0%
Total	**205**	**141**	**64**	**45.4%**

The change in "other non-current financial liabilities" is mainly attributable to the increase in other non-current financial liabilities in respect of the Spanish electrical system deficit, included in net financial debt.

41. Other current financial liabilities – *€845 million*

514

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Accrued financial expense and deferred financial income	678	734	(56)	-7.6%
Other current financial liabilities included in net financial debt	14	1	13	-
Other liabilities	153	174	(21)	-12.1%
Total	**845**	**909**	**(64)**	**-7.0%**

The decrease in "other current financial liabilities" is attributable to the decrease in accrued financial expense and liabilities for accrued interest not yet paid under "other liabilities".

The effect is partly offset by the increase in other non-current financial liabilities in respect of the Spanish electrical system deficit, included in net financial debt.

42. Other non-current liabilities – *€3,287 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	401	464	(63)	-13.6%
Liabilities with equalization funds/market and energy services operators	297	307	(10)	-3.3%
Liabilities for tax partnerships >12 months	1,001	1,262	(261)	-20.7%
Sundry non-current payments on account	424	348	76	21.8%
Other items	1,164	1,722	(558)	-32.4%
Total	**3,287**	**4,103**	**(816)**	**-19.9%**

Other non-current liabilities decreased by €816 million, mainly reflecting the decrease in liabilities for tax partnership (€261 million) in the United States and the change in other items (€558 million), mainly due to the change of the liability related to the PIS/COFINS litigation in Brazil and the impact of exchange differences in Latin America.

43. Other current liabilities – *€15,087 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Amounts due to customers	1,679	1,882	(203)	-10.8%
Amounts due to institutional market operators	5,281	5,479	(198)	-3.6%
Amounts due to employees	514	503	11	2.2%
Other tax liabilities	1,289	1,034	255	24.7%
Amounts due to social security institutions	244	235	9	3.8%
Current accrued expenses and deferred income	537	314	223	71.0%
Liabilities for closed energy commodity derivatives <12 months	246	437	(191)	-43.7%
Dividends	2,523	2,470	53	2.1%
Liabilities for tax partnerships <12 months	362	271	91	33.6%
Sundry current payments on account	635	144	491	-
Other liabilities	1,777	1,991	(214)	-10.7%
Total	**15,087**	**14,760**	**327**	**2.2%**

The change in "other current liabilities" mainly reflects:

- the increase in sundry current payments on account regarding e-distribuzione relating to payments of capital grants from public entities received in 2024;
- the increase in other tax liabilities mainly attributable to Spain reflecting higher liabilities for taxes on electricity generation as well as liabilities in respect of value added tax of Italy;
- the increase in current accrued expenses and deferred income mainly regarding Enel Reinsurance.

These effects were partly offset by:

- the decrease in amounts due to customers, which mainly reports the change in security deposits from customers in Italy in line with the decrease in the number of customers served by market companies, offset by the increase in trade receivables following the restoration of distribution system costs;
- the decrease in amounts due to institutional market operators mainly attributable to Italy, and in particular the Servizio Elettrico Nazionale for the decrease in amounts due to the Energy and Environmental Services Fund compared with the previous year, and Spain, in particular Endesa Distribución, partly offset in e-distribuzione by the increase in amounts due for components and system charges following the rate increase of the Asos and Arim components pursuant to ARERA Regulations no. 633/2023, no. 113/2024, no. 263/2024 and no. 384/2024;
- the decrease in liabilities for closed energy commodity derivatives <12 months.

515

Information on the consolidated statement of cash flows

44. Cash flows

Millions of euro	2024	2023	Change
Cash and cash equivalents at the beginning of the year[1]	**7,143**	**11,543**	**(4,400)**
Cash flows from operating activities	13,223	14,620	(1,397)
of which discontinued operations	–	*132*	
Cash flows from/(used in) investing activities	(4,108)	(10,610)	6,502
of which discontinued operations	–	*(442)*	
Cash flows from financing activities	(7,989)	(8,361)	372
of which discontinued operations	–	*(16)*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents	(74)	(49)	(25)
Cash and cash equivalents at the end of the year[2]	**8,195**	**7,143**	**1,052**

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €6,801 million at January 1, 2024 (€11,041 million at January 1, 2023), short-term securities equal to €81 million at January 1, 2024 (€78 million at January 1, 2023), cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €261 million at January 1, 2024 (€98 million at January 1, 2023) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at January 1, 2023.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €8,051 million at December 31, 2024 (€6,801 million at December 31, 2023), short-term securities equal to €138 million at December 31, 2024 (€81 million at December 31, 2023) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €6 million at December 31, 2024 (€261 million at December 31, 2023).

Cash flows from operating activities in 2024 was a positive €13,223 million, a decrease of €1,397 million from 2023, mainly attributable to higher cash requirements connected with changes in net working capital.

Cash flows used in investing activities in 2024 came to €4,108 million, from €10,610 million in 2023.
Investments in property, plant and equipment, intangibles and contract assets came to €11,010 million (€13,563 million in 2023), of which €189 million regarding assets classified as held for sale, and include grants received (€1,135 million in 2024, €413 million in 2023).

Disposals of businesses or business units, net of cash and cash equivalents sold, amounted to €5,622 million and mainly referred to:

- the sale by Enel Green Power North America (EGPNA) of the entire stake held in a number of renewable companies for €249 million net of cash and cash equivalents sold of €4 million;
- the sale of all interest held by Enel Perú SAC in electricity generation companies Enel Generación Perú SAA and Compañía Energética Veracruz SAC to Niagara Energy SAC for a total €1,100 million net of cash and cash equivalents sold of €98 million;
- the sale by Enel Perú SAC of equity held in Enel Distribución Perú SAA and Enel X Perú SAC to North Lima Power Grid Holding SAC, for €2,865 million net of cash and cash equivalents sold of €15 million;
- the sale of equity held in a number of US and Canadian companies in Enel X Business Line for €159 million net of cash and cash equivalents sold of €1 million;
- the sale by the subsidiary e-distribuzione SpA (e-distribuzione) to A2A SpA (A2A), of 90% of the share capital of Duereti Srl (Duereti), for about €1,229 million.

In 2023 disposals of businesses or business units, net of cash and cash equivalents sold, amounted to €2,083 million and mainly referred to:

- the sale by Enel Argentina of the entire stake held in Enel Generación Costanera for €28 million net of cash and cash equivalents sold of €14 million;
- the sale by Enel Green Power India Private Limited of the entire stake held in Khidrat Renewable Energy Private Limited for €4 million;
- the sale to YPF and Pan American Sur SA of the stakes held in Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA, for a total amount of about €29 million net of cash and cash equivalents sold of €19 million;
- the sale of 80% of the stake held in the Colombian bus company Colombia ZE SAS for about €6 million;
- the sale of 50% of the two companies holding all the Group assets dedicated to renewables in Australia,

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

more specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation, for a total amount of €121 million net of cash and cash equivalents sold of €21 million;
- the sale of the stakes held in Romania for a total amount of €1,013 million, net of cash and cash equivalents sold of €228 million;
- the sale of the interest held in Transmisora de Energía Renovable, in Guatemala, for a total €22 million net of cash and cash equivalents sold of €11 million;
- the sale to Sonnedix of the interest held by Enel Chile in Arcadia Generación Solar SA, for a total €533 million net of cash and cash equivalents sold of €2 million;
- the sale of 50% of Enel Green Power Hellas, Enel Green Power wholly-owned subsidiary dedicated to renewables in Greece, to Macquarie Asset Management, for a total €322 million net of cash and cash equivalents sold of €29 million.

Cash flows from/(used in) other investing activities in 2024 came to €145 million and include minor disposals in Italy, Iberia, the United States, Chile and Brazil. In 2023 it came to €474 million and mainly reflected:
- the sale of the entire stake held in Tecnatom SA for a total €26 million. The transaction had no impact on profit or loss;
- the sale of the stake held in Rusenergosbyt LLC for €83 million;
- minor disposals mainly in Italy, Iberia, North America and Latin America.

Cash flows from financing activities came to a negative €7,989 million (compared with a negative €8,361 million in 2023) and mainly reflected:
- the change in net financial debt (as the balance between repayments, new borrowings and other changes) of €5,104 million;
- distribution of dividends in the amount of €5,126 million, plus €246 million paid to holders of perpetual hybrid bonds;
- the issue of hybrid bonds in the amount of €889 million with repayment of €297 million;
- the sale by Enel Italia to Sosteneo Energy Transition 1 of a non-controlling interest of 49% of the share capital held in Enel Libra Flexsys Srl for a total €1,095 million;
- the sale to Masdar of a stake of 49.99% in Enel Green Power España Solar 1, owner of photovoltaic plants in Endesa for a total €849 million.

In 2024, cash flow used in investing activities of €4,108 million and financing activities of €7,989 million partly absorbed the cash flows from operating activities in the amount of €13,223 million. The difference is reflected in a €1,052 million increase in cash and cash equivalents, at December 31, 2024 (net of €74 million associated with negative developments in the exchange rates of local currencies against the euro).

45. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€55,767 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial assets and securities on the basis of the items on the statement of consolidated financial position.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Long-term borrowings	36	60,000	61,085	(1,085)	-1.8%
Other non-current financial borrowings included in net financial debt[1]	40	64	8	56	-
Short-term borrowings	36	3,645	4,769	(1,124)	-23.6%
Other current financial borrowings included in net financial debt[2]	41	14	1	13	-
Current portion of long-term borrowings	36	7,439	9,086	(1,647)	-18.1%
Other non-current financial assets included in net financial debt	27.1	(2,676)	(3,837)	1,161	30.3%
Other current financial assets included in net financial debt	28.1	(4,668)	(4,148)	(520)	-12.5%
Cash and cash equivalents	33	(8,051)	(6,801)	(1,250)	-18.4%
Total		**55,767**	**60,163**	**(4,396)**	**-7.3%**

(1) The item "Other non-current financial borrowings included in net financial debt" is represented by "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) The item "Other current financial borrowings included in net financial debt" is included under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

518

The financial position is reported in compliance with Guideline 39, issued on March 4, 2021 by ESMA and applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced the references to the CESR Recommendations and the references in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.
The net financial debt of the Enel Group at December 31, 2024 and December 31, 2023, is reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	
Liquidity				
Cash and cash equivalents on hand	33	23	10	43.5%
Bank and post office deposits	4,762	4,664	98	2.1%
Liquid assets	**4,795**	**4,687**	**108**	**2.3%**
Cash equivalents	**3,256**	**2,114**	**1,142**	**54.0%**
Securities	138	81	57	70.4%
Short-term loan assets	2,356	3,060	(704)	-23.0%
Current portion of long-term loan assets	2,174	1,007	1,167	-
Other current financial assets	**4,668**	**4,148**	**520**	**12.5%**
Liquidity	**12,719**	**10,949**	**1,770**	**16.2%**
Current financial debt				
Bank debt	(344)	(393)	49	12.5%
Commercial paper	(2,406)	(2,499)	93	3.7%
Other current financial borrowings[1]	(909)	(1,878)	969	51.6%
Current financial debt (including debt instruments)	**(3,659)**	**(4,770)**	**1,111**	**23.3%**
Current portion of long-term bank borrowings	(1,742)	(1,992)	250	12.6%
Bonds issued (current portion)	(5,318)	(6,763)	1,445	21.4%
Other borrowings (current portion)	(379)	(331)	(48)	-14.5%
Non-current financial debt (current portion)	**(7,439)**	**(9,086)**	**1,647**	**18.1%**
Current financial debt	**(11,098)**	**(13,856)**	**2,758**	**19.9%**
Net current financial debt	**1,621**	**(2,907)**	**4,528**	**-**
Non-current financial debt				
Bank borrowings	(14,755)	(14,500)	(255)	-1.8%
Other borrowings[2]	(3,027)	(3,014)	(13)	-0.4%
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(17,782)**	**(17,514)**	**(268)**	**-1.5%**
Bonds	**(42,282)**	**(43,579)**	**1,297**	**3.0%**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	**-**	**-**	**-**	**-**
Non-current financial position	**(60,064)**	**(61,093)**	**1,029**	**1.7%**
Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**14**	**262**	**(248)**	**-94.7%**
Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**(75)**	**(1,150)**	**1,075**	**93.5%**
Net financial position as per CONSOB instructions	**(58,504)**	**(64,888)**	**6,384**	**9.8%**
Long-term financial receivables and securities	**2,676**	**3,837**	**(1,161)**	**-30.3%**
(-) Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**(14)**	**(262)**	**248**	**94.7%**
(-) Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**75**	**1,150**	**(1,075)**	**-93.5%**
NET FINANCIAL DEBT	**(55,767)**	**(60,163)**	**4,396**	**7.3%**

(1) Includes "Other current financial liabilities included in net financial debt" presented under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

(2) Includes "Other non-current financial liabilities included in net financial debt" presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.

519

The net position as per CONSOB instructions does not include derivatives designated as qualifying for hedge accounting or trading derivatives held for hedging purposes.
At December 31, 2024, those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €2,003 million (€2,383 million at December 31, 2023), "Current financial derivative assets" in the amount of €3,512 million (€6,407 million at December 31, 2023), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €2,915 million (€3,373 million at December 31, 2023), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €3,584 million (€6,461 million at December 31, 2023).

Financial instruments

46. Financial instruments by category

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Group's financial position and performance.

46.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Financial assets at amortized cost	46.1.1	**5,100**	**5,709**	**27,321**	**28,495**
Financial assets at FVOCI	46.1.2	**1,159**	**882**	**138**	**81**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	46.1.3	126	206	2,793	4,443
Other financial assets at FVTPL	46.1.3	4,036	4,341	200	219
Total financial assets at fair value through profit or loss		**4,162**	**4,547**	**2,993**	**4,662**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	46.1.4	103	113	18	-
Cash flow hedge derivatives	46.1.4	1,774	2,064	701	1,964
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**1,877**	**2,177**	**719**	**1,964**
TOTAL		**12,298**	**13,315**	**31,171**	**35,202**

For more information on the recognition and classification of current and non-current derivative assets, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".
For more information on fair value measurement, see note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

46.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The following table reports financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Cash and cash equivalents		-	-	33	8,022	6,772
Trade receivables	32	2,333	1,726	32	13,608	16,047
Current portion of long-term loan assets		-	-	28.1	2,174	1,007
Cash collateral		-	-	28.1	1,982	2,899
Other financial assets	27.1	2,101	3,332	28.1	203	30
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	27	262	310	28	12	14
Other financial assets at amortized cost		404	341		1,320	1,726
Total		**5,100**	**5,709**		**27,321**	**28,495**

Impairment of financial assets measured at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost amounted to €32,421 million at December 31, 2024 (€34,204 million at December 31, 2023) and are recognized net of allowances for expected credit losses totaling €4,152 million at December 31, 2024 (€4,098 million at the end of the previous year).

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables and contract assets;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined using probability of default (PD), loss given default (LGD) and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).

For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing PD at origination with PD at the reporting date, at each reporting date. Then, based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e. staging):
  - 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
  - lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e. defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

A forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect future events and macroeconomic developments that could impact the risk associated with the portfolio or financial instrument.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of the increase in credit risk can be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table reports expected credit losses on financial assets measured at amortized cost on the basis of the general simplified approach.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	8,022	-	8,022	6,772	-	6,772
Trade receivables	19,704	3,763	15,941	21,548	3,775	17,773
Loan assets	6,776	316	6,460	7,579	311	7,268
Other financial assets at amortized cost	2,071	73	1,998	2,403	12	2,391
Total	**36,573**	**4,152**	**32,421**	**38,302**	**4,098**	**34,204**

To measure expected losses, the Group assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis (e.g. government entities, authorities, financial counterparties, wholesale sellers, traders and large companies, etc.) and a collective basis (e.g. retail customers).
In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.
Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default.
Based on each business and local regulatory framework, as well as differences between customer portfolios, including their default and recovery rates (comprising expectations for recovery beyond 90 days):

- the Group mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired); and
- specific clusters are defined on the basis of specific markets, business and risk characteristics.

Contract assets substantially have the same risk characteristics as trade receivables for the same types of contracts.
In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Group uses the following assumptions regarding the ECL parameters:

- PD, assumed equal to the average default rate, is calculated by cluster and considering historical data from at least 24 months;
- LGD is a function of the recovery rates for each cluster, discounted using the effective interest rate; and
- EAD is estimated as equal to the carrying amount at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not past due and invoices to be issued.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on loan assets in accordance with the general approach.

Millions of euro	ECL 12-month allowance	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2023	**29**	**219**
Accruals	-	36
Uses	-	11
Reversals to profit or loss	(32)	(6)
Other changes	45	9
Closing balance at Dec. 31, 2023	**42**	**269**
Opening balance at Jan. 1, 2024	**42**	**269**
Accruals	-	87
Uses	-	(22)
Reversals to profit or loss	(9)	(6)
Other changes	86	(131)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**119**	**197**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2023	**3,783**
Accruals	1,384
Uses	(1,136)
Reversals to profit or loss	(210)
Other changes	(46)
Closing balance at Dec. 31, 2023	**3,775**
Opening balance at Jan. 1, 2024	**3,775**
Accruals	1,337
Uses	(937)
Reversals to profit or loss	(244)
Other changes	(168)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**3,763**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2023	**56**
Accruals	149
Uses	-
Reversals to profit or loss	(1)
Other changes	(192)
Closing balance at Dec. 31, 2023	**12**
Opening balance at Jan. 1, 2024	**12**
Accruals	227
Uses	-
Reversals to profit or loss	(4)
Other changes	(162)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**73**

Note 47 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

46.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income

The following table shows financial assets at fair value through other comprehensive income by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Investments in other companies at FVOCI	27	587	336		-	-
Securities at FVOCI	27.1	572	505	28.1	138	81
Receivables and other financial assets at FVOCI		-	39		-	-
Total		**1,159**	**882**		**138**	**81**

Changes in financial assets at FVOCI

Investments in other companies

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2024	**338**	**-**
Purchases	-	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	109	-
Other changes	140	-
Closing balance at Dec. 31, 2024	**587**	**-**

Securities and other receivables at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2024	**505**	**81**
Purchases	271	11
Sales	(66)	(61)
Changes in fair value through OCI	17	1
Reclassifications	(155)	155
Other changes	-	(49)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**572**	**138**

46.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss

The following table shows financial assets at fair value through profit or loss by nature, broken down into current and non-current financial assets.

524

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Derivatives at FVTPL	49	126	206	49	2,793	4,443
Investments in liquid assets		-	-	33	29	29
Securities and financial investments in funds or asset management at FVTPL	27.1	3	-		-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	27	8	8		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	27	3,930	4,080		-	-
Financial assets from JDA at FVTPL		95	123		-	-
Other financial assets at FVTPL		-	130	28, 28.1	171	190
Total		**4,162**	**4,547**		**2,993**	**4,662**

46.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

46.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Financial liabilities measured at amortized cost	46.2.1	**61,333**	**61,734**	**33,702**	**39,784**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	46.4	133	204	2.848	4.485
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**133**	**204**	**2,848**	**4,485**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	46.4	28	105	-	17
Cash flow hedge derivatives	46.4	2.754	3.064	736	1.959
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**2,782**	**3,169**	**736**	**1,976**
TOTAL		**64,248**	**65,107**	**37,286**	**46,245**

For more information on recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting". For more information on fair value measurement, please see note 50 "Assets and liabilities measured at fair value".

46.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Long-term borrowings	46.3	60.000	61.085	46.3	7.439	9.086
Short-term borrowings		-	-	46.3	3.645	4.769
Trade payables	39	972	334	39	12.721	15.487
Other financial liabilities		361	315		9.897	10.442
Total		**61,333**	**61,734**		**33,702**	**39,784**

46.3 Borrowings

46.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€67,439 million*

The following table reports the nominal value, carrying amount and fair value of long-term borrowing including the portion falling due within 12 months.

Long-term borrowings by category and type of interest rate

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023					
Bonds:											
- listed, fixed rate	26,885	26,632	3,458	23,174	25,670	29,539	29,163	4,686	24,477	27,885	(2,531)
- listed, floating rate	1,770	1,756	315	1,441	1,758	2,643	2,622	623	1,999	2,641	(866)
- unlisted, fixed rate	19,077	18,881	1,448	17,433	18,451	18,336	18,129	1,357	16,772	17,842	752
- unlisted, floating rate	331	331	97	234	339	428	428	97	331	456	(97)
Total bonds	**48,063**	**47,600**	**5,318**	**42,282**	**46,218**	**50,946**	**50,342**	**6,763**	**43,579**	**48,824**	**(2,742)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	3,485	3,465	234	3,231	3,444	3,874	3,822	853	2,969	3,746	(357)
- floating rate	13,058	13,014	1,508	11,506	13,142	12,664	12,629	1,139	11,490	12,892	385
- use of revolving credit lines	18	18	-	18	22	41	41	-	41	41	(23)
Total bank borrowings	**16,561**	**16,497**	**1,742**	**14,755**	**16,608**	**16,579**	**16,492**	**1,992**	**14,500**	**16,679**	**5**
Leases:											
- fixed rate	2,892	2,892	306	2,586	2,892	2,852	2,852	256	2,596	2,852	40
- floating rate	39	39	12	27	39	53	53	12	41	53	(14)
Total leases	**2,931**	**2,931**	**318**	**2,613**	**2,931**	**2,905**	**2,905**	**268**	**2,637**	**2,905**	**26**
Other non-bank borrowings:											
- fixed rate	411	411	61	350	411	426	426	63	363	426	(15)
- floating rate	-	-	-	-	-	6	6	-	6	6	(6)
Total other non-bank borrowings	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**(21)**
Total fixed-rate borrowings	**52,750**	**52,281**	**5,507**	**46,774**	**50,868**	**55,027**	**54,392**	**7,215**	**47,177**	**52,751**	**(2,111)**
Total floating-rate borrowings	**15,216**	**15,158**	**1,932**	**13,226**	**15,300**	**15,835**	**15,779**	**1,871**	**13,908**	**16,089**	**(621)**
TOTAL	**67,966**	**67,439**	**7,439**	**60,000**	**66,168**	**70,862**	**70,171**	**9,086**	**61,085**	**68,840**	**(2,732)**

526

The table below reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2024		at Dec. 31, 2023		at Dec. 31, 2024		at Dec. 31, 2023	
Euro	**34,349**	**34,512**	**35,865**	**36,166**	**2.6%**	**2.8%**	**2.5%**	**2.8%**
US dollar	25,103	25,343	24,601	24,847	5.0%	5.1%	4.9%	5.2%
Pound sterling	3,819	3,919	4,612	4,720	4.3%	4.5%	4.6%	4.8%
Colombian peso	2,005	2,009	1,884	1,888	11.8%	11.8%	13.5%	13.5%
Brazilian real	1,465	1,462	2,229	2,255	9.8%	9.9%	10.5%	10.6%
Swiss franc	138	138	382	382	4.0%	4.0%	1.8%	1.8%
Chilean peso/UF	465	467	510	514	5.2%	5.2%	5.1%	5.2%
Other currencies	95	96	88	90				
Total non-euro currencies	**33,090**	**33,454**	**34,306**	**34,696**				
TOTAL	**67,439**	**67,966**	**70,171**	**70,862**				

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro decreased by €1,216 million, largely attributable to the changes in debt denominated in Pound sterling and Brazilian real.

Change in the nominal value of long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months)

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2023	Repayments	Change in the consolidation scope	New borrowings	Exchange differences	Nominal value at Dec. 31, 2024
Bonds	50,946	(7,779)	-	3,635	1,261	48,063
Borrowings	19,916	(2,651)	205	2,382	51	19,903
- of which leases	*2,905*	*(422)*	*(7)*	*419*	*36*	*2,931*
Total long-term financial debt	**70,862**	**(10,430)**	**205**	**6,017**	**1,312**	**67,966**

The nominal value of long-term debt amounted to €67,966 million at December 31, 2024, a decrease of €2,896 million on December 31, 2023. The decrease reflected repayments in the amount of €10,430 million against new borrowings of €6,017 million, negative exchange differences of €1,312 million and the reclassification from "Assets classified as held for sale" (in the total amount of €205 million). The latter includes €192 million related to a loan to 3SUN repaid during 2024.

Repayments in 2024 involved bonds in the amount of €7,779 million and loans in the amount of €2,651 million.

Specifically, repayments in 2024 included:

- €100 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in February 2024;
- R$398 million (equivalent to €62 million at December 31, 2024), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição Ceará, maturing in March 2024;
- $400 million (equal to €386 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Generación Chile, maturing in April 2024;
- €51 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel, maturing in May 2024;
- €750 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel, maturing in May 2024;
- €1,000 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in June 2024;
- R$500 million (equivalent to €78 million at December 31, 2024), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição Ceará, maturing in May 2024;
- R$350 million (equivalent to €55 million at December 31, 2024), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição São Paulo, maturing in May 2024;
- R$370 million (equivalent to €58 million at December 31, 2024), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição Ceará, maturing in June 2024;
- £850 million (equivalent to €1,028 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in August 2024;
- 250,000 million Colombian pesos (equivalent to €55 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in August 2024;
- 225 million Swiss francs (equivalent to €240 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in September 2024;
- $1,500 million (equivalent to €1,449 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in September 2024;
- €1,250 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International and guaranteed by Enel, maturing in September 2024;
- $1,000 million (equivalent to €966 million at December 31, 2024) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance America in October 2022 maturing in October 2027, repaid in advance in December 2024.

The main repayments of loans made during the year included:

- €200 million in respect of sustainable floating-rate revolving credit lines of Enel SpA;
- €625 million in respect of loans, of which €391 million in respect of sustainable loans, of Enel Group's Italian companies;
- €871 million in respect of Endesa loans, of which €679 million in sustainable loans;
- the equivalent of €572 million in respect of bank loans to South American companies, of which €93 million in respect of sustainable loans.

Issues in 2024 regard bonds for €3,635 million and loans for €2,382 million.
The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2024 and translated into euros at the exchange rate prevailing at December 31, 2024.

	Issuer/ Borrower	Issue/ Grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds							
	Enel Finance International	23/01/2024	750	EUR	3.38%	Fixed rate	23/07/2028
	Enel Finance International	23/01/2024	1,000	EUR	3.88%	Fixed rate	23/01/2035
	Enel Finance International	26/06/2024	1,207	USD	5.13%	Fixed rate	26/06/2029
	Enel Finance International	26/06/2024	724	USD	5.50%	Fixed rate	26/06/2034
Total bonds			**3,681**				
Bank borrowings							
	Enel Italia	26/04/2024	100	EUR	3.36%	Fixed rate	26/04/2039
	e-distribuzione	19/12/2024	250	EUR	2.92%	Fixed rate	19/12/2039
	Endesa	29/10/2024	125	EUR	Euribor 6M + 0.4%	Floating rate	17/12/2027
	Endesa	29/10/2024	250	EUR	Euribor 6M + 0.52%	Floating rate	31/10/2039
	Endesa	29/10/2024	200	EUR	Euribor 6M + 0.506%	Floating rate	31/10/2039
	Endesa	17/12/2024	225	EUR	Euribor 6M + 0.4%	Floating rate	17/12/2027
	Enel Chile	31/05/2024	277	USD	SOFR 3M + 0.75%	Floating rate	04/12/2037
	Enel Distribuição São Paulo	13/05/2024	70	USD	5.28%	Fixed rate	13/05/2039
	Enel Colombia	19/02/2024	88	COP	IBR 1M + 2.96%	Floating rate	19/02/2031
	Enel Colombia	27/11/2024	102	COP	IBR O/N + 1.79%	Floating rate	28/11/2033
	Enel Colombia	27/11/2024	130	COP	IBR O/N + 1.79%	Floating rate	28/11/2033
Total bank borrowings			**1,817**				

528

Long-term debt structure after hedging

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate currency risk.

	at Dec. 31, 2024						at Dec. 31, 2023					
Millions of euro	Carrying amount	Nominal value pre-hedge		Impact of hedge	Nominal value post-hedge		Carrying amount	Nominal value pre-hedge		Impact of hedge	Nominal value post-hedge	
Euro	**34,349**	**34,512**	**50.8%**	**22,443**	**56,955**	**83.8%**	**35,865**	**36,166**	**51.0%**	**21,862**	**58,028**	**81.9%**
US dollar	25,103	25,343	37.3%	(19,122)	6,221	9.2%	24,601	24,847	35.1%	(17,850)	6,997	9.9%
Pound sterling	3,819	3,919	5.8%	(3,919)	-	-	4,612	4,720	6.7%	(4,720)	-	-
Colombian peso	2,005	2,009	3.0%	-	2,009	3.0%	1,884	1,888	2.7%	-	1,888	2.7%
Brazilian real	1,465	1,482	2.2%	870	2,352	3.5%	2,229	2,255	3.2%	1,047	3,302	4.7%
Swiss franc	138	138	0.1%	(138)	-	-	382	382	0.5%	(382)	-	-
Chilean peso/UF	465	467	0.7%	(170)	297	0.4%	510	514	0.7%	-	514	0.7%
Other currencies	95	96	0.1%	36	132	0.1%	88	90	0.1%	43	133	0.2%
Total non-euro currencies	**33,090**	**33,454**	**49.2%**	**(22,443)**	**11,011**	**16.2%**	**34,306**	**34,696**	**49.0%**	**(21,862)**	**12,834**	**18.1%**
TOTAL	**67,439**	**67,966**	**100.0%**	**-**	**67,966**	**100.0%**	**70,171**	**70,862**	**100.0%**	**-**	**70,862**	**100.0%**

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could adversely impact profit or loss (raising borrowing costs), in the event of an increase in market interest rates.

The following table shows the impact on the nominal value structure of long-term loans after hedges against interest rate risk.

	2024				2023			
Millions of euro	Nominal value pre-hedge	%	Nominal value post-hedge	%	Nominal value pre-hedge	%	Nominal value post-hedge	%
Floating rate	15,216	22.4%	10,732	15.8%	15,835	22.3%	12,472	17.6%
Fixed rate	52,750	77.6%	57,234	84.2%	55,027	77.7%	58,390	82.4%
Total	**67,966**		**67,966**		**70,862**		**70,862**	

At December 31, 2024, 22.4% of the nominal value of long-term loans was floating rate (22.3 % at December 31, 2023). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS, 15.8% of the nominal value of long-term financial debt was exposed to interest rate risk at December 31, 2024 (17.6% at December 31, 2023).

The exposure of nominal value of long-term loans to exchange rate risk and interest rate risk after hedge is in line with the limits established in the risk management policy.

Long-term debt – Main covenants

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. They include in particular bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds (so-called "hybrid bonds") and loans granted by banks and other financial institutions (including the European Investment Bank and Cassa Depositi e Prestiti SpA).

The main covenants regarding bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program of Enel and Enel Finance International NV (including the Green Bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or *pro rata* to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries, constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium-Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.
Enel Finance America LLC holds a "sustainable" bond of the same type, guaranteed by Enel SpA, on the US market.

The main covenants covering Enel's hybrid bonds, including the perpetual hybrid bond issues, which will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses, under which each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and has the same seniority with all other hybrid financial instruments issued, being senior only to equity instruments;

- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants envisaged in the loan contracts of Enel SpA and Enel Finance International NV and the other Group companies, including the sustainability-linked loan facility agreements obtained by Enel SpA, can be summarized as follows:[113]

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor are subject to limitations on the establishment of mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor may not dispose of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change of control clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor could be required to renegotiate the terms and conditions of the financing or make compulsory early repayment of the loans granted;
- rating clauses, which provide for the borrower or the guarantor to maintain their rating above a certain specified level;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer or, in some cases, the guarantor constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

In some cases, the covenants are also binding for the significant companies or subsidiaries of the obligated parties. All the borrowings considered specify "events of default" typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

In addition, the guarantees issued by Enel in the interest of e-distribuzione SpA for certain loans to e-distribuzione SpA from Cassa Depositi e Prestiti SpA require that at the end of each six-month measurement period Enel's net consolidated financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

Finally, the debt of Endesa SA, Enel Américas SA, Enel Chile SA and the other Spanish and Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contains covenants and events of default typical of international business practice.

46.3.2 Short-term borrowings – *€3,645 million*

At December 31, 2024, short-term borrowings totaled €3,645 million, a decrease of €1,124 million compared with December 31, 2023, and break down as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Short-term bank borrowings	344	393	(49)
Commercial paper	2,406	2,499	(93)
Cash collateral and other financing on derivatives	732	1,383	(651)
Other short-term borrowings	163	494	(331)
Short-term borrowings	**3,645**	**4,769**	**(1,124)**

Commercial paper liabilities totaling €2,406 million concerned issues by Enel Finance International and Enel Finance America.

113. The sustainability-linked loan entered into on September 30, 2022 by Enel Finance America LLC as borrower and Enel SpA (as guarantor) with EKF Denmark's Export Credit Agency (then merged into Export and Investment Fund of Denmark, "EIFO") and Citi provides for a number of additional covenants, such as:
- a "reputational damage" clause, under which the lending bank can request the cancellation of its financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of other persons as a result of substantial breach of certain regulations;
- the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

The main commercial paper programs include:
- €8,000 million of Enel Finance International;
- €5,000 million of Endesa;
- $5,000 million, equivalent to €4,829 million at December 31, 2024, of Enel Finance America.

At December 31, 2024, the whole amount of commercial paper issues was linked to sustainability objectives.

Finance with development banks and export credit agencies (ECAs)

Sustainable finance is characterized by the synergy between public and private capital. The integration of these two sources of financing allows for the development of scalable solutions capable of generating significant economic value, especially in developing countries and emerging markets.

Enel has secured new forms of financing with development banks and export credit agencies (ECAs) through transactions intended to mobilize private capital for sustainable development, for a total value of about €10,000 million, of which about 50% in the sustainability-linked form. More specifically, during 2024 the Group entered into loans of this nature for a total of approximately €1,000 million. The main transactions include the General Corporate Purpose and Sustainability-Linked financing for a total of $286 million, by an export credit agency to Enel Chile.

Green Bonds

In the 2017-2019 period, the Enel Group issued Green Bonds for a total notional value of €3,500 million, of which €2,249 million outstanding at December 31, 2024.

46.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

46.5 Net gain/(loss)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

	2024		2023	
Millions of euro	Net gain/(loss)	*Of which: impairment (loss)/gain*	Net gain/(loss)	*Of which: impairment (loss)/gain*
Financial assets at amortized cost	**(1,128)**	***(1,388)***	**(1,112)**	***(1,320)***
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	-	-	-	-
Other financial assets at FVOCI	19	-	15	-
Total financial assets at FVOCI	**19**	**-**	**15**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	(23)	-	6	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**(23)**	**-**	**6**	**-**
Financial liabilities measured at amortized cost	**(4,891)**	**-**	**(2,759)**	**-**
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 12 "Net financial income/(expense) from derivatives".

47. Risk management

Financial risk management governance and objectives

As part of its operations, the Enel Group is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, commodity risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.

As noted in the section "Risk management" in the Report on Operations, the Group's governance arrangements for financial risks include risk committees and the establishment of dedicated policies, measurement metrics and operational limits. Enel's primary objective is to mitigate financial risks appropriately so that they do not give rise to unexpected changes in results.

The following sections detail the above financial risks.

Interest rate risk

Interest rate risk derives primarily from the use of financial instruments and manifests itself as unexpected changes in charges on financial liabilities, if indexed to floating rates and/or exposed to the uncertainty of financial terms and conditions in negotiating new debt instruments, or as an unexpected change in the value of financial instruments measured at fair value (such as fixed-rate debt).
The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, borrowings from other lenders, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivative contracts (guarantees, cash collateral).
The Enel Group mainly manages interest rate risk through the definition of an optimal financial structure, with the dual goal of stabilizing borrowing costs and containing the cost of funds.
This goal is pursued through the diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps and interest rate options. The term of such derivatives does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.
Proxy hedging techniques can be used in a number of residual circumstances, when the hedging instruments for the risk factors are not available on the market or are not sufficiently liquid.
Using interest rate swaps, the Enel Group agrees with the counterparty to periodically exchange floating-rate interest flows with fixed-rate flows, both calculated on the same notional principal amount.

The following table reports the notional amount of interest rate derivatives at December 31, 2024 and December 31, 2023 broken down by type of contract.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Floating-to-fixed interest rate swaps	6,875	5,996
Fixed-to-floating interest rate swaps	828	1,386
Floating-to-floating interest rate swaps	556	644
Total	**8,259**	**8,026**

For more details on interest rate derivatives, see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

At December 31, 2024, 22.4% of the nominal value of long-term financial debt was floating rate (22.3% at December 31, 2023). Taking account of effective cash flow hedges of interest rate risk (in accordance with the provisions of the IFRS-EU), 15.8% of the nominal value of long-term loans was exposed to interest-rate risk at December 31, 2024 (17.6% at December 31, 2023).
Taking account of cash flow hedges of interest rate risk not eligible for hedge accounting, the percentage of the nominal value of long-term loans exposed to a change in interest rates remains unchanged.

These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

Interest rate risk sensitivity analysis

Enel analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and on equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross debt.

These market scenarios are obtained by simulating parallel increases and decreases by 25 basis points in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes introduced in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Group's pre-tax profit would be affected by a change in the level of interest rates as follows.

	2024				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	27	(27)		
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	3	(3)		
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25			56	(56)
Fair value hedges	25	(4)	4		

Currency risk

Currency risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the presentation currency. The Group's consolidated financial statements are also exposed to translation risk as a result of the conversion of the financial statements of foreign subsidiaries, which are denominated in local currencies, into euros as the Group's presentation currency.

The Group's exposure to currency risk is connected with the purchase or sale of fuels and power, investments (cash flows for capitalized costs), dividends and the purchase or sale of equity investments, commercial transactions and financial assets and liabilities.

The Group policies for managing currency risk provide for the mitigation of the effects on profit or loss of changes in the level of exchange rates, with the exception of the translation effects connected with consolidation.

In order to minimize the exposure to currency risk, Enel implements diversified revenue and cost sources geographically, and uses indexing mechanisms in commercial contracts. Enel also uses various types of derivatives, typically on the OTC market.

The derivatives in the Group's portfolio of financial instruments include cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying instrument, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such instruments offsets the corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term financial liability denominated in currency other than the presentation currency into an equivalent liability in the presentation currency.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two principal amounts (deliverable forwards) or payment of the difference generated by differences between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate can be determined as averages of the rates observed in a given period.

Currency swaps are contracts in which the counterparties enter into two transactions of the opposite sign at different future dates (normally one spot, the other forward) that provide for the exchange of principal denominated in different currencies.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2024 and at December 31, 2023, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount at Dec. 31, 2024	Notional amount at Dec. 31, 2023
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	25,720	25,890
Currency forwards hedging currency risk on commodities	3,795	6,496
Currency forwards/CCIRSs hedging future cash flows in currencies other than the euro	1,818	3,134
Other currency forwards	292	602
Total	**31,625**	**36,122**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €25,720 million to hedge the currency risk on debt denominated in currencies other than the euro (€25,890 million at December 31, 2023);
- currency forwards and cross currency swaps with a total notional amount of €5,613 million used to hedge the currency risk associated with purchases of energy and metal commodities and expected cash flows in currencies other than the euro (€9,630 million at December 31, 2023).

"Other currency forwards" include OTC derivatives transactions carried out to mitigate currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency. This includes transactions connected with the purchase of investment goods mainly in the generation sector and operating costs for the supply of cloud services.

At December 31, 2024, 49.2% (49.0% at December 31, 2023) of the Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of currency risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 16.2% at December 31, 2024 (18.1% at December 31, 2023).

These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

Currency risk sensitivity analysis

The Group analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross medium/long-term debt.

These scenarios are obtained by simulating a 10% appreciation/depreciation of the euro against the US dollar compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods or assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the pre-tax profit would be affected by changes in exchange rates as follows:

	2024				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Incr./Decr. EUR/US dollar	EUR appr.	EUR depr.	EUR appr.	EUR depr.
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	412	(503)		
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%			(2,728)	3,332
Fair value hedges	10%	(48)	58		

Commodity price risk

The risk of fluctuations in the price of energy commodities such as electricity, gas, oil, CO_2, and raw materials such as minerals and metals, is generated by the volatility of prices and structural correlations between them, which create uncertainty in the margin on purchases and sales of electricity and fuels and materials at variable prices (e.g. indexed bilateral contracts, transactions on the spot market, etc.).

In 2024, power and gas commodity prices in Europe have trended upward reflecting the continuation of the Russia-Ukraine and Israeli-Palestinian conflicts. Nevertheless, the adoption of global and local strategies for

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

risk management, such as forward contracts, flexibility in contractual clauses and proxy hedging techniques (in case the hedging derivatives are not available on the market or are not sufficiently liquid), has allowed to optimize the results even in a highly dynamic market context. During the year, risk limits for energy commodities were exceeded in some local limited instances, but promptly contained thanks to careful risk management and mitigation activities.

The exposures on indexed contracts are quantified by breaking down the contracts that generate exposure into the underlying risk factors.

To contain the effects of fluctuations and stabilize margins, in accordance with the policies and operating limits determined by the Group's governance and leaving an appropriate margin of flexibility to seize any short-term opportunities that may present themselves, Enel develops and plans strategies that impact the various phases of the industrial process linked to the production and sale of electricity and gas (such as forward procurement and long-term commercial agreements), as well as risk mitigation plans and techniques using derivative contracts (hedging).

As regards electricity sold, the Group mainly uses fixed-price contracts in the form of bilateral physical contracts (Purchase Power Agreements, or PPAs) and financial contracts (e.g. contracts for differences, Virtual Power Purchase Agreements or VPPAs, etc.) in which differences are paid to the counterparty if the market electricity price exceeds the strike price and to Enel in the opposite case.

The table below shows the main characteristics of PPA and VPPA contracts at December 31, 2024.

At December 31, 2024						
Country	Type of contract	Sell/Buy	Price terms	Volume of power contracted (GWh)	Duration (years)	Accounting treatment
Italy	PPA	Buy	fixed price	460.6	1-3	FVTPL
Italy	PPA	Buy	floating price	722.5	1-3	FVTPL
Italy	PPA	Buy	fixed price	363.9	10	Own Use Exemption
Italy	VPPA	Sell	fixed price	1,350.0	3	CFH
Italy	VPPA	Sell	fixed price	600.0	3	CFH
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	22.0	9	FVTPL
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	20,926.0	15	CFH
Iberia	VPPA	Sell	fixed price	15,860.0	18	CFH
Germany	VPPA	Buy	floating price	119.2	1-2	FVTPL
United States	VPPA	Sell	fixed price	59.4	10-22	CFH
United States	VPPA	Buy	fixed price	16.0	8-12	FVTPL
United States	VPPA	Sell	fixed price	19.1	8-15	FVTPL
United States	VPPA	Sell	fixed price	2.1	12-20	Own Use Exemption
United States	PPA	Sell	fixed price	0.6	12	CFH
United States	PPA	Sell	fixed price	5.7	12	FVTPL
United States	PPA	Sell	fixed price	168.6	10-30	Own Use Exemption
United States	PPA	Sell	floating price	5.3	19	Own Use Exemption
South Africa	PPA	Sell	fixed price	0.5	10-21	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Sell	fixed price	76,048.0	1-20	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Buy	fixed price	56,351.0	1-15	Own Use Exemption
Chile	PPA	Sell	fixed price	287,797.0	5-15	Own Use Exemption
Chile	VPPA	Sell	fixed price	29,379.1	4-10	Own Use Exemption
Chile	VPPA	Buy	fixed price	34,527.0	5-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	fixed price	34,572.2	1-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	floating price	315.3	1-9	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	fixed price	57,586.0	1-14	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	fixed price	2,836.3	1-7	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	floating price	651.2	1	Own Use Exemption
Panama	PPA	Sell	fixed price	4,206.9	3-7	Own Use Exemption
Panama	PPA	Buy	fixed price	100.7	3-7	Own Use Exemption
Costa Rica	PPA	Sell	fixed price	313.4	3-6	Own Use Exemption

The residual exposure in respect of the sale of energy on the spot market not hedged with such contracts is aggregated by uniform risk factors that can be managed with hedging transactions on the market. Proxy hedging techniques can be used for the industrial portfolios when the hedging instruments for the specific risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid. In addition, Enel uses portfolio hedging techniques to assess opportunities for netting intercompany exposures.
The Group mainly uses plain vanilla derivatives for hedging (more specifically, forwards, swaps, options on commodities, futures, contracts for differences). Some of these products can be indexed to a variety of underlyings (mainly electricity, gas, oil and CO_2) and the approaches can be assessed and adapted to specific needs.
Enel also engages in proprietary trading in order to maintain a presence in the Group's reference energy commodity markets. These operations consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO_2 certificates and electricity) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, optimizing profits through transactions carried out on the basis of expected market developments while always complying with the limits set on the basis of portfolio risk analysis.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of instrument.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Forward and futures contracts	48,608	44,307
Swaps	6,024	7,694
Options	1,464	1,407
Total	**56,096**	**53,408**

536

For more details, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

Commodity price risk sensitivity analysis

The following table presents the results of the analysis of sensitivity to a reasonably possible change in the commodity prices underlying the valuation model used in the scenario at the same date, with all other variables held constant.

The impact on pre-tax profit of shifts of +15% and -15% in the price curve for the main commodities that make up the fuel scenario and the basket of formulas used in the contracts is mainly attributable to the change in the price of electricity, oil products and gas. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity and gas. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

	2024				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Commodity price	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	15%	(156)	178	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	15%	(16)	9	(249)	257

Credit and counterparty risk

The Group's commercial, commodity and financial transactions expose it to credit risk, i.e. the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty or the failure to discharge contractual payment obligations could lead to the interruption of incoming cash flows and an increase in collection costs (settlement risk), as well as lower revenue flows due to the replacement of the original transactions with similar transactions negotiated on unfavorable market conditions (replacement risk). Other risks in-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

clude the reputational and financial risks associated with significant exposures to a single counterparty or groups of related customers, or to counterparties operating in the same sector or in the same geographical area.

Accordingly, the exposure to credit and counterparty risk is attributable to the following types of transactions:

- the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables in respect of non-Group debtors);
- trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
- trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit and counterparty risk, credit exposures are managed at the region/country/global business line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring of the consolidated exposure is carried out by Enel SpA.
In addition, at the Group level the policy provides for the use of uniform criteria – in all the main regions/countries/global business lines and at the consolidated level – in measuring, monitoring and controlling commercial credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables and any mitigation actions to be taken.
The policy for managing credit and counterparty risk associated with commercial activities provides for a preliminary assessment of the creditworthiness of counterparties and the adoption of mitigation instruments, such as obtaining collateral or unsecured guarantees.
In addition, the Group undertakes transactions to factor receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the factoring, as the risks and rewards associated with them have been transferred.
Finally, with regard to financial and commodity transactions, risk mitigation is pursued with a uniform system for assessing counterparties at the Group level, including implementation at the level of regions/countries/global business lines, as well as with the adoption of specific standardized contractual frameworks that contain risk mitigation clauses (e.g. netting arrangements) and possibly the exchange of cash collateral.
In 2024, after a temporary deterioration in the collection status of certain customer segments, the situation was restored to the conditions registered the previous year. Again in 2024, the Group portfolio has displayed resilience to the current macroeconomic context, also thanks to the strengthening of collection processes (digital collection channels and notifications, granting of repayment plans) and a sound diversification of the customer base.

537

Loan assets

Millions of euro	at Dec. 31, 2024				
Staging	**Basis for recognition of expected credit loss allowance**	**Average loss rate (PD*LGD)**	**Gross carrying amount**	**Expected credit loss allowance**	**Carrying amount**
Performing	12-month ECL	4.7%	6,240	292	5,948
Underperforming	Lifetime ECL	1.2%	166	2	164
Non-performing	Lifetime ECL	5.9%	370	22	348
Total			**6,776**	**316**	**6,460**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: individual measurement

Millions of euro	at Dec. 31, 2024 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**98**	-	**98**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.5%	6,654	31	6,623
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.4%	218	3	215
- 31-60 days	12.7%	63	8	55
- 61-90 days	2.2%	45	1	44
- 91-120 days	4.4%	45	2	43
- 121-150 days	7.4%	27	2	25
- 151-180 days	12.1%	33	4	29
- more than 180 days (credit impaired)	86.8%	1,424	1,236	188
Total trade receivables		**8,509**	**1,287**	**7,222**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.3%	1,663	38	1,625
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	2	-	2
- 31-60 days	-	1	-	1
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	7	2	5
- more than 180 days (credit impaired)	28.8%	104	30	74
Total other financial assets		**1,777**	**70**	**1,707**
TOTAL		**10,384**	**1,357**	**9,027**

538

Millions of euro	at Dec. 31, 2023 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**83**	-	**83**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.5%	6,225	32	6,193
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.0%	350	7	343
- 31-60 days	1.9%	103	2	101
- 61-90 days	5.3%	38	2	36
- 91-120 days	12.2%	41	5	36
- 121-150 days	13.2%	53	7	46
- 151-180 days	8.2%	49	4	45
- more than 180 days (credit impaired)	83.9%	1,474	1,236	238
Total trade receivables		**8,333**	**1,295**	**7,038**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	0.4%	1,690	7	1,683
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	25	-	25
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	2	-	2
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	2.7%	75	2	73
Total other financial assets		**1,792**	**9**	**1,783**
TOTAL		**10,208**	**1,304**	**8,904**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: collective measurement

	at Dec. 31, 2024			
Millions of euro	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**2.2%**	**139**	**3**	**136**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	3.1%	6,064	190	5,874
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	4.1%	801	33	768
- 31-60 days	22.5%	187	42	145
- 61-90 days	35.7%	115	41	74
- 91-120 days	40.7%	118	48	70
- 121-150 days	30.6%	85	26	59
- 151-180 days	48.4%	95	46	49
- more than 180 days (credit impaired)	55.0%	3,730	2,050	1,680
Total trade receivables		**11,195**	**2,476**	**8,719**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	0.4%	260	1	259
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	3.0%	33	1	32
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	100.0%	1	1	-
Total other financial assets		**294**	**3**	**291**
TOTAL		**11,628**	**2,482**	**9,146**

539

	at Dec. 31, 2023			
Millions of euro	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**1.3%**	**150**	**2**	**148**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.9%	8,322	239	8,083
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.6%	802	21	781
- 31-60 days	44.3%	70	31	39
- 61-90 days	19.5%	210	41	169
- 91-120 days	25.8%	132	34	98
- 121-150 days	50.8%	132	67	65
- 151-180 days	52.9%	119	63	56
- more than 180 days (credit impaired)	57.9%	3,428	1,984	1,444
Total trade receivables		**13,215**	**2,480**	**10,735**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	-	604	-	604
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	66.7%	3	2	1
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	2	-	2
- more than 180 days (credit impaired)	50.0%	2	1	1
Total other financial assets		**611**	**3**	**608**
TOTAL		**13,976**	**2,485**	**11,491**

Liquidity risk

Liquidity risk manifests itself as uncertainty about the Group's ability to discharge its obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.
Enel manages liquidity risk by implementing measures to ensure an appropriate level of liquid financial resources to meet expected commitments over a given time horizon without resorting to additional sources of financing, also retaining a prudential liquidity reserve, sufficient to meet any unexpected commitments.
Furthermore, in order to meet its medium- and long-term commitments, Enel pursues a borrowing strategy that provides for a diversified structure of funding sources, which it uses to meet its financial needs, and a balanced maturity profile.
In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including liquidity on hand and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced maturity profile for our debt, access to a range of sources of funding on different markets, in different currencies and with diverse counterparties.
The mitigation of liquidity risk enables the Group to maintain a credit rating that ensures access to the capital market and limits the cost of funds, with a positive impact on its financial position and performance.
In 2024, Enel's risk profile changed compared with December 2023 for Moody's, whose rating went from "Baa1" with a negative outlook to "Baa1" with stable outlook; Fitch and Standard & Poor's maintained their rating at "BBB+" with stable outlook and "BBB" with stable outlook, respectively.

In order to manage liquidity efficiently, treasury activities have largely been centralized at the holding company level, meeting liquidity requirements primarily by drawing on the cash generated by ordinary operations and managing any cash surpluses appropriately.

The Group holds the following undrawn lines of credit and commercial paper programs.

	at Dec. 31, 2024		at Dec. 31, 2023	
Millions of euro	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	374	19,386	823	19,040
Uncommitted credit lines	941	-	734	-
Commercial paper	15,423	-	15,027	-
Total	**16,738**	**19,386**	**16,584**	**19,040**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the repayment plans of the Group's gross long- and short-term financial debt at December 31, 2024.

	Maturing in						
Millions of euro	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2026	2027	2028	2029	Beyond
Gross long-term financial debt							
Bonds:							
- listed, fixed rate	983	2,475	3,913	3,816	1,754	2,907	10,782
- listed, floating rate	-	315	368	203	105	290	475
- unlisted, fixed rate	-	1,448	1,208	1,659	2,169	1,962	10,435
- unlisted, floating rate	-	97	97	97	-	-	40
Total bonds	**983**	**4,335**	**5,586**	**5,777**	**4,028**	**5,159**	**21,732**
Bank borrowings:							
- fixed rate	59	175	417	755	1,023	129	907
- floating rate	185	1,323	2,550	1,423	1,553	908	5,072
- use of revolving credit lines	-	-	-	-	18	-	-
Total bank borrowings	**244**	**1,498**	**2,967**	**2,178**	**2,594**	**1,037**	**5,979**
Leases:							
- fixed rate	93	213	287	230	182	139	1,748
- floating rate	3	9	9	3	3	5	7
Total leases	**96**	**222**	**296**	**233**	**185**	**144**	**1,755**
Other non-bank borrowings:(1)							
- fixed rate	19	42	66	38	14	15	217
- floating rate	-	-	13	17	13	8	13
Total other non-bank borrowings	**19**	**42**	**79**	**55**	**27**	**23**	**230**
Total gross long-term financial debt	**1,342**	**6,097**	**8,928**	**8,243**	**6,834**	**6,363**	**29,696**
Gross short-term financial debt							
Short-term bank borrowings	61	283	-	-	-	-	-
Commercial paper	2,406	-	-	-	-	-	-
Cash collateral on derivatives and other financing	732	-	-	-	-	-	-
Other short-term financial debt(2)	162	15	-	-	-	-	-
Total gross short-term financial debt	**3,361**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL GROSS FINANCIAL DEBT	**4,703**	**6,395**	**8,928**	**8,243**	**6,834**	**6,363**	**29,696**

(1) Includes "Other non-current financial borrowings included in net financial debt" presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes "Other current financial borrowings included in net financial debt" included in "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

541

Commitments to purchase commodities

In conducting its business, the Enel Group has entered into contracts to purchase specified quantities of commodities at a certain future date for its own use, which qualify for the own use exemption provided for under IFRS 9.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2024.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	2024-2027	2028-2032	2033-2037	Beyond
Commitments to purchase commodities:					
- electricity	56,438	18,947	15,289	12,478	9,724
- fuels	44,008	23,984	12,706	6,297	1,021
Total	**100,446**	**42,931**	**27,995**	**18,775**	**10,745**

48. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2024 the Group did not hold offset positions in assets and liabilities, as it is not the Enel Group's policy to settle financial assets and liabilities on a net basis.

49. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured a FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the official closing exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

542

	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	468	556	54	101	-	-	-	-
- on exchange rates	374	90	49	12	162	-	18	-
Total	**842**	**646**	**103**	**113**	**162**	**-**	**18**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	3,236	4,090	107	174	765	54	3	1
- on exchange rates	13,903	11,060	1,331	1,007	3,971	4,393	246	145
- on commodities	1,348	4,094	336	883	3,902	5,560	452	1,818
Total	**18,487**	**19,244**	**1,774**	**2,064**	**8,638**	**10,007**	**701**	**1,964**
Trading derivatives:								
- on interest rates	10	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	-	84	-	1	713	1,734	23	24
- on commodities	817	858	124	205	20,202	17,511	2,770	4,419
- other	137	-	2	-	-	-	-	-
Total	**964**	**942**	**126**	**206**	**20,915**	**19,245**	**2,793**	**4,443**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**20,293**	**20,832**	**2,003**	**2,383**	**29,715**	**29,252**	**3,512**	**6,407**

	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	675	675	16	27	-	554	-	17
- on exchange rates	605	929	12	78	-	-	-	-
Total	**1,280**	**1,604**	**28**	**105**	**-**	**554**	**-**	**17**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	2,955	1,897	116	91	50	100	-	-
- on exchange rates	9,126	11,173	1,607	1,830	1,456	4,785	105	332
- on commodities	3,738	3,075	1,031	1,143	4,056	4,696	631	1,627
Total	**15,819**	**16,145**	**2,754**	**3,064**	**5,562**	**9,581**	**736**	**1,959**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	100	100	29	29
- on exchange rates	4	67	-	1	1,311	1,907	36	28
- on commodities	760	921	133	203	21,273	16,693	2,783	4,428
Total	**764**	**988**	**133**	**204**	**22,684**	**18,600**	**2,848**	**4,485**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**17,863**	**18,737**	**2,915**	**3,373**	**28,246**	**28,735**	**3,584**	**6,461**

49.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk, commodity price risk (including Virtual PPAs) when all the criteria provided by IFRS 9 are met.

At the inception of the transaction, the Group documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Group assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Depending on the nature of the risk exposure, the Group designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please see note 47 "Risk management".

To be effective a hedge relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at initial designation shall be equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses).

The existence of an economic relationship is evaluated by the Group through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
- on the other hand, if the underling risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Group considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Group has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedge relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through:
- a qualitative assessment, if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness included the credit risk adjustment on the hedging derivative;
- a quantitative computation (dollar offset), if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness. This method compares changes in fair value of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness can be the following:
- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Fair value hedges

Fair value hedges are mainly used to protect the Group against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.

If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Group exposure to changes in future cash flows that are attributable to a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.
The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income.
The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.
Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the periods when the hedged item affects profit or loss.
If the hedged item is a non-financial asset or liability, the amount accumulated in equity is included in the carrying amount of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").
When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss is immediately transferred to the income statement.
For hedge relationships using forwards, accounting

for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case.
Conversely, for hedge relationships using cross currency interest rate swaps, the Group separates foreign currency basis spreads and present them in other comprehensive income (OCI) as hedging costs.
With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, the Enel Group applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).
This approach requires the use of the most liquid derivatives available on the market.
The liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, if and only if the new derivative meets specific liquidity and proxy effectiveness requirements.
Satisfaction of these requirements is verified quarterly. At the roll-over date, the hedge relationship is not discontinued and the new derivative continues to be recognized in OCI, while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

49.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average interest rate of instruments hedging the interest rate risk on the main currencies of transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by maturity.

	Maturity						
Millions of euro	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Interest rate swaps							
Total notional amount	816	802	1,978	15	212	4,326	8,149
Notional amount related to IRSs in euro	550	590	1,505	15	212	3,546	6,418
Average IRS rate in euro	1.93	2.02	3.26	0.86	4.12	2.13	
Notional amount related to IRSs in US dollars	-	-	473	-	-	416	889
Average IRS rate in US dollars			3.28			4.35	

	Maturity						
Millions of euro	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
At Dec. 31, 2023							
Interest rate swaps							
Total notional amount	708	564	879	1,975	19	3,781	7,926
Notional amount related to IRSs in euro	608	564	636	1,532	19	3,141	6,500
Average IRS rate in euro	4.56	1.92	2.12	3.38	0.86	2.37	
Notional amount related to IRSs in US dollars	46	-	-	444	-	210	700
Average IRS rate in US dollars	0.70			3.28		5.05	

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the interest rate risk of transactions outstanding as at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings/bonds	52	-	456	98	-	544
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings/bonds	2	(16)	687	3	(44)	1,241
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	5	(45)	940	12	(49)	1,040
Interest rate swaps	Floating-rate loan assets	-	(8)	141	-	(7)	145
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	105	(63)	5,925	163	(35)	4,956
Total		**164**	**(132)**	**8,149**	**276**	**(135)**	**7,926**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedge.

546

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Fair value hedges								
Interest rate swaps	468	556	54	101	675	1,229	(16)	(44)
Total	**468**	**556**	**54**	**101**	**675**	**1,229**	**(16)**	**(44)**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	4,001	4,144	110	175	3,005	1,997	(116)	(91)
Total	**4,001**	**4,144**	**110**	**175**	**3,005**	**1,997**	**(116)**	**(91)**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**4,469**	**4,700**	**164**	**276**	**3,680**	**3,226**	**(132)**	**(135)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2024 came to €8,149 million, with a corresponding positive fair value of €32 million.

Compared with December 31, 2023, the notional amount increased by €223 million, mainly reflecting:

- the expiry of interest rate swaps amounting to €708 million;
- early closure of interest rate swaps for an amount of €65 million, following early redemption of the underlying;
- new interest rate swaps amounting to €1,380 million;
- the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps in the amount of €370 million.

The deterioration in the fair value of €109 million mainly reflects developments in the yield curve during 2024. This is largely attributable to the progressive easing, especially in the second half of 2024, of the restrictive monetary policies that have characterized recent years.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss in respect of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to interest rate risk both in 2024 and the previous year.

	2024	2023
Millions of euro	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	(5)	125
Hedged item	15	(132)
Ineffective portion	**10**	**(7)**

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2024 and at December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	1,143	38	38	1,785	57	57

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings	661	*(14)*	14	1,186	*(43)*	44
Fixed-rate bonds	14	*2*	(2)	14	*2*	(2)
Floating-rate bonds	522	*(31)*	(53)	671	*41*	(107)
Total	**1,197**	***(43)***	**(41)**	**1,871**	**-**	**(65)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on interest rate risk.

	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	110	49	23	18	12	10	18
Negative fair value	(116)	(13)	(30)	(24)	(19)	(19)	(26)

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	7,006	(6)	(6)	6,141	84	84

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023				
Millions of euro	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	40	-	(40)	-	-	37	-	(37)	-	-
Floating-rate loan assets	8	-	(8)	-	-	7	-	(7)	-	-
Floating-rate borrowings	(54)	(14)	54	-	2	(149)	(20)	149	-	(1)
Total	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**	**(105)**	**(20)**	**105**	**-**	**(1)**

Currency risk

The following table reports the maturity profile of the notional amount and associated average contractual exchange rate for the instruments hedging currency risk on the main currencies of transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	Maturity						
Millions of euro	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Cross currency interest rate swaps							
Total notional amount of CCIRSs	2,699	1,304	3,215	2,173	3,097	13,264	25,752
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	2,171	1,207	2,421	2,173	1,984	9,658	19,614
Average exchange rate EUR/USD	1.07	1.18	1.09	1.18	1.11	1.14	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	-	605	-	907	2,406	3,918
Average exchange rate EUR/GBP			0.90		0.84	0.81	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	-	-	-	139	-	-	139
Average exchange rate EUR/CHF				1.21			
Notional amount for CCIRSs USD/BRL	246	97	-	-	-	479	822
Average exchange rate USD/BRL	5.22	5.30				4.27	
Notional amount for CCIRSs EUR/BRL	216	-	50	-	-	-	266
Average exchange rate EUR/BRL	6.05		3.92				
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	2,890	920	35	-	-	-	3,845
Notional amount - currency forwards EUR/USD	2,602	920	35	-	-	-	3,557
Average currency forward rate - EUR/USD	1.10	1.12	1.12				
Notional amount - currency forwards USD/COP	200	-	-	-	-	-	200
Average currency forward rate - USD/COP	4,243.18						
Notional amount - currency forwards USD/MXN	47	-	-	-	-	-	47
Average currency forward rate - USD/MXN	21.13						
Notional amount - currency forwards CLF/USD	12	-	-	-	-	-	12
Average currency forward rate - CLF/USD	39.59						
Notional amount - currency forwards EUR/CNY	11	-	-	-	-	-	11
Average currency forward rate - EUR/CNY	7.70						

Millions of euro	Maturity 2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
At Dec. 31, 2023							
Cross currency interest rate swaps							
Total notional amount of CCIRSs	4,562	2,577	1,222	2,337	2,037	13,386	26,121
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	2,213	2,036	1,132	1,560	2,037	9,102	18,080
Average exchange rate EUR/USD	1.13	1.07	1.07	1.10	1.18	1.15	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	981	-	-	577	-	3,856	5,414
Average exchange rate EUR/GBP	0.88			0.90		0.82	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	242	-	-	140	-	-	382
Average exchange rate EUR/CHF	1.07			1.21			
Notional amount for CCIRSs USD/BRL	279	231	91	-	-	387	988
Average exchange rate USD/BRL	5.50	5.22	5.30			4.13	
Notional amount for CCIRSs EUR/BRL	445	231	-	60	-	-	736
Average exchange rate EUR/BRL	6.25	6.05		3.92			
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	4,616	1,186	507	-	-	-	6,309
Notional amount - currency forwards EUR/USD	3,144	1,042	507	-	-	-	4,693
Average currency forward rate - EUR/USD	1.10	1.11	1.13				
Notional amount - currency forwards USD/BRL	938	141	-	-	-	-	1,079
Average currency forward rate - USD/BRL	873.05	885.2239					
Notional amount - currency forwards EUR/CNH	175	-	-	-	-	-	175
Average currency forward rate - EUR/CNH	7.81						
Notional amount - currency forwards USD/CLP	130	-	-	-	-	-	130
Average currency forward rate - USD/CLP	4.95						
Notional amount - currency forwards USD/COP	122	2	-	-	-	-	124
Average currency forward rate - USD/COP	4,498.97	4,597.37					

549

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the currency risk of transactions outstanding as at December 31, 2024 and December 31, 2023 broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	**Assets**	**Liabilities**		**Assets**	**Liabilities**	
		at Dec. 31, 2024			**at Dec. 31, 2023**		
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	67	(12)	1,141	12	(78)	1,019
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	115	(4)	612	67	(36)	754
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	39	(70)	1,455	5	(220)	2,104
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate bonds in foreign currencies	8	(2)	202	56	-	250
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	1,223	(1,625)	22,310	965	(1,724)	21,763
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	(7)	32	-	(43)	231
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	1	-	39	2	(1)	117
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	181	(3)	3,527	54	(120)	5,666
Currency forwards	Purchases of investment goods and other in foreign currencies	10	(1)	279	3	(12)	526
Total		**1,644**	**(1,724)**	**29,597**	**1,164**	**(2,240)**	**32,430**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €24,906 million used to hedge the currency risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro with a negative fair value of €378 million;
- CCIRSs with a notional amount of €846 million used to hedge the currency risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €110 million;
- currency forwards with a notional amount of €3,566 million used to hedge the currency risk associated with purchases of energy and metal commodities and expected cash flows in currencies other than the euro, with a total positive fair value of €179 million;
- currency forwards with a notional amount of €279 million and a positive fair value of €9 million, in respect of OTC transactions to mitigate the currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the energy generation sector, on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**
Fair value hedges								
CCIRSs	536	90	67	12	605	929	(12)	(78)
Total	**536**	**90**	**67**	**12**	**605**	**929**	**(12)**	**(78)**
Cash flow hedges								
Currency forwards	3,609	1,979	192	59	236	4,330	(4)	(140)
CCIRSs	14,265	13,474	1,385	1,093	10,346	11,628	(1,708)	(2,022)
Total	**17,874**	**15,453**	**1,577**	**1,152**	**10,582**	**15,958**	**(1,712)**	**(2,162)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**18,410**	**15,543**	**1,644**	**1,164**	**11,187**	**16,887**	**(1,724)**	**(2,240)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2024 amounted to €25,752 million, a decrease of €369 million from €26,121 million at December 31, 2023. In particular:

- CCIRSs with a total amount of €3,707 million expired;
- new derivatives amounted to €2,188 million;
- the notional amount increased by €1,150 million, reflecting developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, slightly offset by the effect of amortization.

The notional amount of currency forwards at December 31, 2024 amounted to €3,845 million (€6,309 million at December 31, 2023), a decrease of €2,464 million. The exposure to currency risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of energy and metal commodities and cash flows in respect of investments.

The considerable decrease in the notional amounts of these derivatives in 2024 is mainly due to the decrease in currency hedges on the purchase of fossil fuel. The improvement of net fair value of €268 million reflected positive developments in exchange rates, in particular the euro/US dollar rate.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss, reflecting changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to currency risk for 2024 and the previous year.

	2024	2023
Millions of euro	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	129	20
Hedged item	(135)	(12)
Ineffective portion	**(6)**	**8**

The following table shows the impact of fair value hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	1,141	55	53	1,019	(66)	(68)

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate bonds in foreign currencies	534	(71)	14	500	(77)	48
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	515	(22)	(72)	434	(7)	24
Total	**1,049**	**(93)**	**(58)**	**934**	**(84)**	**72**

551

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	1,577	484	421	320	427	249	1,921
Negative fair value	(1,712)	(76)	24	16	39	53	308

The following table shows the impact of cash flow hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	24,611	(323)	(586)	25,102	(930)	(919)
Currency forwards	3,845	188	194	6,309	(80)	(73)
Total	**28,456**	**(135)**	**(392)**	**31,411**	**(1,010)**	**(992)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023				
Millions of euro	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects[1]	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects[1]
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(112)	112	-	(1)	-	(31)	31	-	-	-
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	31	(31)	(1)	1	-	219	(219)	4	-	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(6)	6	-	-	-	(56)	56	-	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	797	(797)	264	2	128	861	(861)	(15)	-	118
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with CCIRSs)	7	(7)	-	-	-	43	(43)	-	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with forwards)	(1)	1	-	-	-	(1)	1	-	-	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	(179)	179	-	-	-	72	(72)	(1)	-	-
Purchases of investment goods and other in foreign currencies	(14)	14	(5)	-	-	3	(3)	(6)	-	-
Total	**523**	**(523)**	**256**	**2**	**128**	**1,110**	**(1,110)**	**(18)**	**-**	**118**

(1) Impact connected with the change in spot exchange rates between the date the CCIRSs to hedge bonds in foreign currencies were obtained and the actual disbursement of the loan.

Commodity price risk

	Maturity						
Millions of euro	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Commodity swaps							
Notional amount on power	285	207	201	150	148	600	1,591
Average commodity swap price on power (€/MWh)	62.7	55.5	53.6	33.5	33.2	32.8	
Notional amount on gas	1,718	453	25	22	21	28	2,267
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	35.1	39.5	4.3	4.1	3.9	3.4	
Notional amount on oil	555	12	-	-	-	-	567
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	37.6	28.2	26.8	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	2,607	431	283	169	162	490	4,142
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	79.1	23.9	17.8	16.2	15.6	16.5	
Notional amount on gas	2,538	992	1	-	-	-	3,531
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	36.9	31.0	27.4	-	-	-	
Notional amount on CO_2	495	47	-	-	-	-	542
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	82.5	69.3	-	-	-	-	
Notional amount on oil	357	-	-	-	-	-	357
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	71.0	-	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	6	6	-	-	-	35	47
Average commodity options price on power (€/MWh)	3.7	3.7	-	-	-	13.4	

	Maturity						
Millions of euro	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
At Dec. 31, 2023							
Commodity swaps							
Notional amount on power	128	106	100	284	91	286	995
Average commodity swap price on power (€/MWh)	87.0	44.0	37.0	59.6	32.0	34.0	
Notional amount on gas	1,551	1,747	296	-	-	125	3,719
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	41.8	40.4	27.0	-	-	7.0	
Notional amount on oil	1,016	106	10	-	-	-	1,132
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	86.0	78.0	69.0	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	2,506	388	297	258	151	606	4,206
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	114.9	18.0	18.0	16.0	18.0	16.0	
Notional amount on coal/shipping	38	-	-	-	-	-	38
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	175.0	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	4,432	377	626	-	-	-	5,435
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	71.4	48.9	32.0	-	-	-	
Notional amount on CO_2	662	336	21	-	-	-	1,019
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	91.9	93.0	84.0	-	-	-	
Notional amount on oil	354	-	-	-	-	-	354
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	74.6	-	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	24	39	44	39	39	342	527
Average commodity options price on power (€/MWh)	27.5	30.0	30.5	34.0	34.0	34.0	

553

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging commodity price risk on transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023 broken down by type of commodity and contract.

	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	477	584	210	357	1,114	311	(855)	(233)
- forwards/futures	1,399	1,536	62	162	2,743	2,570	(748)	(763)
- options	47	527	25	93	-	-	(5)	(52)
Total derivatives on power	**1,923**	**2,647**	**297**	**612**	**3,857**	**2,881**	**(919)**	**(1,048)**
Derivatives on coal/shipping:								
- forwards/futures	-	-	-	-	-	38	-	(17)
Total derivatives on coal/shipping	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**38**	**-**	**(17)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	512	2,755	53	623	2,322	2,066	(421)	(468)
- forwards/futures	2,395	3,382	361	1,375	1,493	2,407	(299)	(1,198)
Total derivatives on gas and oil	**2,907**	**6,167**	**414**	**1,998**	**3,815**	**4,473**	**(720)**	**(1,666)**
Derivatives on CO_2:								
- forwards/futures	420	640	77	91	122	379	(23)	(29)
Total derivatives on CO_2	**420**	**640**	**77**	**91**	**122**	**379**	**(23)**	**(29)**
TOTAL COMMODITY DERIVATIVES	**5,250**	**9,654**	**788**	**2,701**	**7,794**	**7,771**	**(1,662)**	**(2,770)**

554

Hedges mainly cover the price risk of power and gas. The power category mainly includes long-term hedging transactions, especially in Spain and North America. The gas category primarily includes hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products.
To a smaller extent, the CO_2 category mainly includes hedging transactions undertaken for Enel Group compliance purposes.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity price risk.

	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Millions of euro	at Dec. 31, 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	788	505	82	42	36	37	86
Negative fair value	(1,662)	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity price risk in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Power swaps	1,591	44	42	995	124	126
Gas and oil swaps	2,834	(368)	(368)	4,850	155	155
Power forwards/futures	4,142	(686)	(724)	4,206	(602)	(638)
Coal/shipping forwards/futures	-	-	-	38	(17)	(17)
Gas and oil forwards/futures	3,888	62	74	5,789	178	92
CO_2 forwards/futures	542	54	54	1,019	62	62
Power options	47	20	20	528	31	31
Total	**13,044**	**(874)**	**(902)**	**17,425**	**(69)**	**(189)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2024 and December 31, 2023.

	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2023			
Millions of euro	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Future transactions in power	689	(689)	17	50	491	(491)	12	(59)
Future transactions in coal/shipping	-	-	-	-	17	(17)	-	-
Future transactions in gas and oil	317	(317)	-	(17)	(422)	422	-	(118)
Future transactions in CO_2	(54)	54	-	-	(62)	62	-	-
Total	**952**	**(952)**	**17**	**33**	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**

555

Cash flow hedges mainly cover future sales of power and purchase and sale of gas. The power category mainly includes long-term hedging transactions on the generation of plants in Spain and North America. The gas category includes short/medium-term hedging transactions mainly in Italy and Spain. Due to their time horizon, power transactions were less affected by price volatility than those in gas.

The ineffectiveness recognized in 2024 on future transactions in gas is mainly related to proxy hedging operations in Spain, while ineffectiveness on future transactions in power is mainly related to proxy hedging operations in North America.

49.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2024 and December 31, 2023.

Millions of euro	Notional amount at Dec. 31, 2024	Notional amount at Dec. 31, 2023	Fair value assets at Dec. 31, 2024	Fair value assets at Dec. 31, 2023	Notional amount at Dec. 31, 2024	Notional amount at Dec. 31, 2023	Fair value liabilities at Dec. 31, 2024	Fair value liabilities at Dec. 31, 2023
Derivatives at FVTPL								
on interest rates:								
- interest rate swaps	10	-	-	-	100	100	(29)	(29)
on exchange rates:								
- currency forwards	713	1,818	23	25	1,315	1,874	(36)	(29)
on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	159	243	4	24	36	68	(2)	(19)
- forwards/futures	6,904	5,294	679	905	5,888	5,039	(591)	(906)
- options	4	46	2	4	84	80	(51)	(171)
Total derivatives on power	**7,067**	**5,583**	**685**	**933**	**6,008**	**5,187**	**(644)**	**(1,093)**
Derivatives on coal:								
- forwards/futures	168	156	13	23	158	112	(12)	(43)
Total derivatives on coal	**168**	**156**	**13**	**23**	**158**	**112**	**(12)**	**(43)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	746	969	66	295	651	529	(86)	(167)
- forwards/futures	11,395	10,687	1,828	2,970	13,604	10,856	(1,827)	(2,963)
- options	376	448	172	344	768	278	(271)	(232)
Total derivatives on gas and oil	**12,517**	**12,104**	**2,066**	**3,609**	**15,023**	**11,663**	**(2,184)**	**(3,362)**
Derivatives on CO_2:								
- forwards/futures	1,066	498	113	41	788	426	(69)	(42)
- options	164	12	14	14	20	11	(13)	(14)
Total derivatives on CO_2	**1,230**	**510**	**127**	**55**	**808**	**437**	**(73)**	**(56)**
Derivatives on other:								
- swaps	1	-	-	-	5	39	-	(6)
- forwards/futures	35	16	3	4	30	171	(3)	(71)
- options	1	-	-	-	-	5	-	-
Total derivatives on other	**37**	**16**	**3**	**4**	**36**	**215**	**(3)**	**(77)**
Total derivatives on commodity prices	**21,019**	**18,369**	**2,894**	**4,624**	**22,033**	**17,614**	**(2,916)**	**(4,631)**
Derivatives on other:								
- options	137	-	2	-	-	-	-	-
TOTAL	**21,679**	**20,187**	**2,919**	**4,649**	**23,448**	**19,588**	**(2,981)**	**(4,689)**

556

At December 31, 2024 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €110 million. The negative fair value of €29 million was unchanged from 2023. The interest rate curve, in the section coinciding with the expiry of the interest rate swap, did not change significantly, despite a downward trend compared to 2023.

At December 31, 2024 the notional amount of derivatives on exchange rates was €2,028 million, an overall decrease of €1,664 million compared with 2023, in particular for the purchase of energy commodities. The deterioration of net fair value of €9 million reflects normal exchange rate fluctuations.

At December 31, 2024 the notional amount of derivatives on commodities came to €43,052 million. These amounts include transactions managed within the trading portfolios and transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.
The net fair value is a negative €22 million, substantially in line with the previous year, despite a significant reabsorption in the fair value amounts of derivative as-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

sets and liabilities. The change is mainly attributable to the price effect. Despite the macroeconomic context remaining particularly difficult and uncertain, prices did not reach the critical levels of previous years and volatility was more contained.
Derivatives on other commodities mainly refer to hedges on guarantees of origin, i.e. incentive mechanisms for renewable generation. Compared with 2023, it does not include hedges on meteorological events (weather derivatives).
Derivatives on other include the fair value of the put/call option mechanism on the residual 10% stake in Duereti, exercisable one year after the closing date of the sale of 90% of the share capital in Duereti to A2A.

Fair value measurement

50. Assets and liabilities measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the IFRS as a recognition or measurement criterion.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The best proxy of fair value is market price, i.e. the current publicly available price actually used on a liquid and active market.
The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- Level 1, where the fair value is determined on the basis of quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date;
- Level 2, where the fair value is determined on the basis of inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (such as prices) or indirectly (derived from prices);
- Level 3, where the fair value is determined on the basis of unobservable inputs.

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.
To that end:

- recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies".

557

50.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

		Non-current assets				Current assets			
Millions of euro	Notes	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies at FVOCI	27	587	3	53	531	-	-	-	-
Securities at FVOCI	27.1, 28.1	572	572	-	-	138	138	-	-
Securities and financial investments in funds or asset management at FVTPL	27.1	3	3	-	-	-	-	-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	27	8	-	-	8	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	27	3,930	-	3,930	-	-	-	-	-
Financial assets from JDA at FVTPL		95	-	-	95	-	-	-	-
Loan assets and other financial assets at FVTPL		-	-	-	-	171	171	-	-
Non-monetary grants in respect of environmental certificates		-	-	-	-	9	-	2	7
Inventories measured at fair value	40	48	48	-	-	77	77	-	-
Contingent consideration		5	-	-	5	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	49	54	-	54	-	-	-	-	-
- on exchange rates	49	49	-	49	-	18	-	18	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	49	107	-	107	-	3	-	3	-
- on exchange rates	49	1,331	-	1,331	-	246	-	246	-
- on commodities	49	336	33	91	212	452	376	76	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- on commodities	49	124	36	87	-	2,770	2,099	671	-
- other		2	-	-	2	-	-	-	-

558

The fair value of "equity investments in other companies at FVOCI" is determined for listed companies on the basis of the quoted price at the close of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.

"Financial assets from service concession arrangements at FVTPL" concern electricity distribution operations in Brazil, by Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição São Paulo. In particular, they refer to the value of the assets at the end of the concession measured at fair value.
Fair value was estimated as the net replacement cost based on the most recent rate information available and on the general price index for the Brazilian market. For more information on these concessions, accounted for in accordance with IFRIC 12, see note 18 "Service concession arrangements".

The current portion of "loan assets and other financial assets at FVTPL" includes mainly under Level 1 financial deposits held by Latin American companies.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the end of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
Derivatives on interest rates and exchange rates are all measured using Level 2 inputs.
The fair value of derivatives on commodities is almost always measured using Level 1 or Level 2 inputs, as the determination is based on market inputs as these contracts are entered into with exchange counterparties, leading sector operators or financial institutions.
Certain long-term financial contracts in Spain Virtual Power Purchase Agreements or VPPAs, for which internal measurement models were also used in part in order to measure these instruments over longer time horizons, given the illiquidity of the underlying variables) fall within Level 3.
In accordance with the IFRS, the Group assesses credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk where necessary. More specifically, the Group measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market.

Derivatives on other include the fair value of the put/call option mechanism on the residual 10% stake in Dueretì, held by e-distribuzione and classified under Level 3.

50.2 Assets not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of assets not measured at fair value on a recurring basis but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the year and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

		Non-current assets				Current assets			
Millions of euro	Notes	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3
Investment property	20	91	14	-	77	-	-	-	-
Inventories	31	-	-	-	-	43	-	-	43

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €91 million and €43 million respectively. The amounts were calculated with the assistance of appraisals conducted by independent experts, who used different methods depending on the specific assets involved.

50.3 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are classified.

		Non-current liabilities				Current liabilities			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2024			
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	49	16	-	16	-	-	-	-	-
- on exchange rates	49	12	-	12	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	49	116	-	116	-	-	-	-	-
- on exchange rates	49	1,607	-	1,607	-	105	-	105	-
- on commodities	49	1,031	99	843	89	631	224	407	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	49	-	-	-	-	29	-	29	-
- on exchange rates	49	-	-	-	-	36	-	36	-
- on commodities	49	133	23	110	-	2,783	1,947	836	-
Contingent consideration		39	-	-	39	21	-	21	-

Contingent consideration mainly regards a number of equity investments held by the Group in North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

50.4 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

560

For each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those liabilities are classified.

Millions of euro	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
	at Dec. 31, 2024			
Bonds:				
- fixed rate	44,121	42,042	2,079	-
- floating rate	2,097	67	2,030	-
Bank borrowings:				
- fixed rate	3,444	-	3,444	-
- floating rate	13,164	-	13,164	-
Non-bank borrowings:				
- fixed rate	3,303	-	3,303	-
- floating rate	39	-	39	-
Total	**66,168**	**42,109**	**24,059**	**-**

For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the close of the year, including the credit spreads of Enel.

Other information

51. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, the 2024 Long-Term Incentive Plan, referred to hereinafter, respectively, as the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan", the "2024 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares: (a) for the 2019, 2020, 2021 and 2022 LTI Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the 2023 and 2024 LTI Plans (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three year performance period. If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, the 2023 LTI Plan and the 2024 LTI Plan.

561

For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022, May 10, 2023 and May 23, 2024.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12/11/2019[114]	2019-2021	2022[115]	2022-2023[116]
2020 LTI Plan	17/09/2020[117]	2020-2022	2023[118]	2023-2024[119]
2021 LTI Plan	16/09/2021[120]	2021-2023	2024[121]	2024-2025[122]
2022 LTI Plan	21/09/2022[123]	2022-2024	2025[124]	2025-2026
2023 LTI Plan	05/10/2023[125]	2023-2025	2026[126]	2026-2027
2024 LTI Plan	19/09/2024[127]	2024-2026	2027[128]	2027-2028

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020, June 17, 2021, June 16, 2022, October 5, 2023 and July 25, 2024 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, the 2023 LTI Plan and the 2024 LTI Plan, respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

114. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
115. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
116. On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan was awarded on September 5, 2023.
117. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
118. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
119. On September 5, 2023 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan was awarded on September 5, 2024.
120. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
121. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
122. On September 5, 2024 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2021 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
123. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
124. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
125. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
126. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.
127. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2024 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 24, 2024).
128. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2026, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2024 LTI Plan.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[129]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[130]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[131]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[132]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	4,200,000[133]	6.3145	26,520,849
2024 LTI Plan	2,900,000	2,900,000[134]	7.0210	20,360,977

As a result of the purchases made to support the Plans and the award of a total 2,609,482 Shares in September 2022, 2023 and 2024 to the beneficiaries of the 2019, 2020 and 2021 LTI Plans, in accordance with the Plan rules, at December 31, 2024 Enel holds a total of 12,079,670 treasury Shares, equal to about 0.1188% of share capital.

The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 and 2024.

129. Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
130. Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
131. Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
132. Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.
133. Shares purchased in the period between October 16, 2023 and January 18, 2024, equal to about 0.041% of share capital.
134. Shares purchased in the period between September 16 and November 8, 2024, equal to about 0.028% of share capital.

			2024		2023	
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded
2019 LTI Plan	1,538,547	6.983	0	0	0	956,562[135]
2020 LTI Plan	1,638,775	7.380	0	708,456[136]	728,265	312,127[137]
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	443,608	196,980[138]	1,375,671	-
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	1,858,051	-	2,023,677	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	3,804,244	-	4,040,820	-
2024 LTI Plan	2,877,714	6.9730	2,877,714	-	-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[139]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €10 million in 2024 (€6 million in 2023).

There have been no terminations or amendments involving the Plans.

135. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.

136. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.

137. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2020 LTI Plan, was paid on September 5, 2024.

138. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024, to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2025, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2021 LTI Plan.

139. For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2024 LTI Plan, the grant date is September 19, 2024, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2024 LTI Plan to the beneficiaries.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

52. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of international accounting principles and CONSOB on the matter.

As an operator in the field of generation, distribution, transport and sale of electricity and the sale of natural gas, Enel carries out transactions with a number of companies directly or indirectly controlled by the Italian State, the Group's controlling shareholder.

The table below summarizes the main types of transactions carried out with such counterparties.

Related party	Relationship	Nature of main transactions
Single Buyer	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market (Terna) Sale of electricity transport services (Eni Group) Purchase of transport, dispatching and metering services (Terna) Purchase of postal services (Poste Italiane) Purchase of fuels for generation plants and natural gas storage and distribution services (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange (EMO) Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning (EMO)
Leonardo Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods

In addition, the Group conducts essentially commercial transactions with associated companies or companies in which it holds non-controlling interests.
Finally, Enel also maintains relationships with the pension funds FOPEN and FONDENEL, as well as Fondazione Enel and Enel Cuore, an Enel non-profit company devoted to providing social and healthcare assistance, maintaining institutional relations and social projects.

All transactions with related parties were carried out on normal market terms and conditions, which in some cases are determined by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment.
The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint ventures outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023 and carried out during the period.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Income statement					
Revenue from sales and services	-	2,726	78	2,079	256
Other income	-	-	47	18	3
Other financial income	-	-	-	-	-
Electricity, gas and fuel purchases	1,052	6,275	40	1,210	1
Costs for services and other materials	-	44	3	3,375	64
Other operating costs	10	144	4	51	1
Net results from commodity contracts	-	-	-	2	-
Other financial expense	1	1	-	18	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Statement of financial position					
Other non-current financial assets	-	-	-	3	1
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-
Other non-current assets	-	-	-	3	-
Trade receivables	-	133	5	1,144	38
Other current financial assets	-	-	-	783	2
Other current assets	-	-	59	19	2
Long-term borrowings	-	-	-	369	-
Non-current contract liabilities	-	-	-	11	6
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Short-term borrowings	-	-	-	2	-
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-
Trade payables	254	298	381	1,701	6
Other current financial liabilities	-	-	-	-	-
Current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Current contract liabilities	-	-	-	25	12
Other current liabilities	-	-	-	-	39
Other information					
Guarantees issued	-	-	-	10	26
Guarantees received	-	-	-	136	-
Commitments	-	-	-	25	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Total 2024	Associates and joint ventures	Overall total 2024	Total in financial statements	% of total	*Of which non eligible related parties*
5,139	189	**5,328**	**73,914**	**7.2%**	*4,461*
68	14	**82**	**5,033**	**1.6%**	*64*
-	209	**209**	**2,409**	**8.7%**	*-*
8,578	136	**8,714**	**30,282**	**28.8%**	*7,835*
3,486	334	**3,820**	**19,240**	**19.9%**	*3,086*
210	2	**212**	**3,940**	**5.4%**	*207*
2	1	**3**	**477**	**0.6%**	*2*
20	80	**100**	**7,828**	**1.3%**	*2*

Total at Dec. 31, 2024	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2024	Total in financial statements	% of total
4	860	**864**	**7,607**	**11.4%**
-	2	**2**	**2,003**	**0.1%**
3	-	**3**	**1,937**	**0.2%**
1,320	166	**1,486**	**15,941**	**9.3%**
785	1,179	**1,964**	**4,854**	**40.5%**
80	22	**102**	**3,891**	**2.6%**
369	282	**651**	**60,000**	**1.1%**
17	-	**17**	**5,682**	**0.3%**
-	8	**8**	**2,915**	**0.3%**
2	7	**9**	**3,645**	**0.2%**
89	22	**111**	**7,439**	**1.5%**
2,640	96	**2,736**	**13,693**	**20.0%**
-	1	**1**	**845**	**0.1%**
-	6	**6**	**3,584**	**0.2%**
37	-	**37**	**2,448**	**1.5%**
39	3	**42**	**15,087**	**0.3%**

36	-	**36**
136	-	**136**
25	-	**25**

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Income statement					
Revenue from sales and services	-	3,172	14	3,626	224
Other income	-	-	-	10	3
Other financial income	-	-	-	2	-
Electricity, gas and fuel purchases	2,035	7,098	11	2,304	2
Costs for services and other materials	-	63	2	2,751	72
Other operating costs	11	201	355	51	2
Net results from commodity contracts	-	-	-	-	-
Other financial expense	1	-	-	29	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Statement of financial position					
Other non-current financial assets	-	-	-	-	1
Non-current financial derivative assets	-	-	-	-	-
Trade receivables	-	84	7	940	59
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-
Other current financial assets	-	-	-	5	1
Other current assets	-	-	17	23	3
Long-term borrowings	-	-	-	357	-
Non-current contract liabilities	-	-	-	11	7
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Short-term borrowings	-	-	-	-	-
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-
Trade payables	497	201	378	1,616	8
Current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Current contract liabilities	-	-	-	31	22
Other current liabilities	-	-	-	3	34
Other information					
Guarantees issued	-	-	-	10	60
Guarantees received	-	-	-	136	36
Commitments	-	-	-	23	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Total 2023	Associates and joint ventures	Overall total 2023	Total in financial statements	% of total	*Of which non eligible related parties*
7,036	224	**7,260**	**92,882**	**7.8%**	*5,455*
13	5	**18**	**2,683**	**0.7%**	*10*
2	237	**239**	**2,916**	**8.2%**	*-*
11,450	128	**11,578**	**46,270**	**25.0%**	*10,214*
2,888	463	**3,351**	**18,304**	**18.3%**	*2,673*
620	-	**620**	**6,125**	**10.1%**	*612*
-	(7)	**(7)**	**(2,966)**	**0.2%**	*-*
30	59	**89**	**5,966**	**1.5%**	*3*

Total at Dec. 31, 2023	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2023	Total in financial statements	% of total
1	1,929	**1,930**	**8,750**	**22.1%**
-	4	**4**	**2,383**	**0.2%**
1,090	176	**1,266**	**17,773**	**7.1%**
-	-	**-**	**6,407**	**-**
6	168	**174**	**4,329**	**4.0%**
43	49	**92**	**4,099**	**2.2%**
357	302	**659**	**61,085**	**1.1%**
18	-	**18**	**5,743**	**0.3%**
-	8	**8**	**3,373**	**0.2%**
-	3	**3**	**4,769**	**0.1%**
89	22	**111**	**9,086**	**1.2%**
2,700	129	**2,829**	**15,821**	**17.9%**
-	15	**15**	**6,461**	**0.2%**
53	-	**53**	**2,126**	**2.5%**
37	3	**40**	**14,760**	**0.3%**
70	-	**70**		
172	-	**172**		
23	-	**23**		

With regard to disclosures on the remuneration of members of the Board of Directors, members of the Board of Statutory Auditors and key management personnel, provided for under IAS 24, please see the following tables.

Millions of euro	2024	2023	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors, Board of Statutory Auditors and General Manager				
Short-term benefits	5	5	-	-
Termination benefits	-	5	(5)	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**6**	**11**	**(5)**	**-45.5%**

Millions of euro	2024	2023	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term benefits	7	8	(1)	12.5%
Termination benefits	-	4	(4)	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**8**	**13**	**(5)**	**-38.5%**

Note that the corporate governance rules adopted by the Enel Group and described in detail in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties.

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties), most recently updated in June 2021. The procedure (available at https://www.enel.com/investors/governance/bylaws-rules-policies) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation"). No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2024.

53. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2024, even if made in multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

Grants received in millions of euro

Financial institution/ Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
MUR	Enel X Srl	0.23	Instalment of grant for the SE4I project, progress payment no. 7, 8, 9, 10 and 11, financed under the PON MIUR R&I PNR 2015-2020, Public Notice MIUR no. 1735 of July 13, 2017
MIMIT	Enel X Srl	1.70	Instalment of grant for IPCEI Summer project, progress payment no. 1 and 2, financed under the Fondo IPCEI, Public Notice, MISE Decree of July 7, 2021
MUR	Enel X Srl	0.02	Balance of grant for the WINSIC4AP project, financed under International cooperation program ECSEL 2016, pursuant to Article 18, Ministerial decree 593 of July 26, 2016
Regione Sicilia	Enel X Way Italy Srl	0.81	Instalment of grant for the Sicilia Smart Charging project, financed under the PNIRE Regione Sicilia
Regione Sicilia	Enel X Way Italy Srl	0.25	Balance of grant for the Sicilia Smart Charging, financed under the PNIRE Regione Sicilia
Invitalia_MIMIT	3SUN Srl	48.49	Instalment of grant, progress payment no. 1 TANGO ITaliAN PV Giga factOry, for the construction of the gigafactory for the production of innovative photovoltaic modules in the Catania plant
Parco del Pollino	e-distribuzione SpA	0.05	Pollino Park liquidation first tranche
MASE	e-distribuzione SpA	896.24	NRRP projects "Smart Grid Strengthening" and "Increasing Resilience"
MIMIT	e-distribuzione SpA	18.65	PON I&C 2014-2020 tender 2017
MIMIT	e-distribuzione SpA	47.70	PON I&C 2014-2020 tender 2019
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	11.18	POR SICILIA "PO FESR 2014/2020"
Regione Basilicata	e-distribuzione SpA	4.33	POR BASILICATA "PO FESR 2014/2020"
Regione Puglia	e-distribuzione SpA	13.72	POR PUGLIA "PO FESR 2014/2020"
Sassari University	e-distribuzione SpA	0.05	LIFE Safe For Vulture
CINEA	e-distribuzione SpA	0.09	LIFE Egyptian Vulture
ISPRA	e-distribuzione SpA	0.12	LIFE Abilas
European Commission	e-distribuzione SpA	0.02	FLEXPLAN
MASE	e-distribuzione SpA	0.01	FLOW
European Commission	e-distribuzione SpA	0.01	BEFLEXIBLE
MUR	e-distribuzione SpA	0.11	COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0.05	RAFAEL
MUR	e-distribuzione SpA	0.04	EEB
		1,043.87	**Total**

Grants made in millions of euro

Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	MAXXI	0.60	Grant to promote and raise awareness on art, research and innovation in the artistic field
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	Contribution 2024
Enel Energia	Enel Cuore Onlus	2.12	Contribution 2023-2024
Enel Energia	Fondazione Centro Studi Enel	1.94	Contribution 2023-2024
Enel Global Services Srl	Amedeo Martusciello	0.01	Extraordinary subsidy A. Martusciello
Enel Global Services Srl	IQT Consulting SpA	0.01	Contribution training and consulting BIM
Enel Global Services Srl	Sering Italy Srl	0.01	Contribution training and consulting BIM
Enel Global Services Srl	Speri Società di Ing. e Architettura SpA	0.01	Contribution training and consulting BIM
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0.04	Liberal donation in favor of projects identified during 2024
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0.76	Liberal donation balance 2023
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0.60	Enel Italia modal donation year 2024 to support the cultural activities of the Foundation
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0.60	Donation year 2024 to support the promotion and development of the culture and musical education of the community
Enel Italia SpA	Fondazione AIRC	0.01	Liberal donation to support research, progress, science for a better future
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia	0.05	Donation for the Home Efficiency Tutor project
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No hma Teresa Pomodoro	0.02	Liberal donation to support cultural activities promoted by the theatre
Enel Italia SpA	Fondazione Policlinico Universitario Agostino Gemelli IRCCS	0.08	Donation of FFP2 masks
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana	0.04	Donation 2024
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1.30	80% of the voluntary contribution balance 2023
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.26	20% of the voluntary contribution 2024
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.88	50% of the voluntary contribution balance 2023
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.78	50% of the voluntary contribution balance 2024
e-distribuzione SpA	Parco del Pollino	0.06	Securing lines to protect biodiversity
e-distribuzione SpA	Ministero dell'Ambiente	0.16	Securing lines for the protection of the Bonelli's Eagle in Sardinia (Segré Foundation)
e-distribuzione SpA	Federpark	0.02	Distribution of the contribution received as Final Payment for the LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 Project
e-distribuzione SpA	ISPRA	0.29	Distribution of the contribution received as Final Payment for the LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659 Project
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.59	First tranche 2024 Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	First tranche 2024
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.41	Second tranche 2023 Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.60	Second tranche 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	Association due 2024
Enel Produzione SpA	Procura Generale della Congregazione delle Missionarie Figlie di San Girolamo Emiliani (Santa Gilla)	0.02	Donation of photovoltaic panels for the Emmaus Residential Community of Elmas based in Cagliari
Enel Produzione SpA	Diocesi di Civitavecchia Tarquinia	0.02	Liberal donation of a bronze statue depicting Pope John Paul II to be installed in the flowerbed in front of the Cathedral of San Francesco in Civitavecchia
		12.57	**Total**

54. Contractual commitments and guarantees

The commitments entered into by the Enel Group and the guarantees given to third parties are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	3,300	3,407	(107)
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	56,438	63,422	(6,984)
- fuel purchases	44,008	47,666	(3,658)
- various supplies	3,614	3,017	597
- tenders	5,608	6,982	(1,374)
- other	6,757	6,483	274
Total	**116,425**	**127,570**	**(11,145)**
TOTAL	**119,725**	**130,977**	**(11,252)**

Compared with December 31, 2023, the decrease of €6,984 million in commitments for "electricity purchases" is essentially attributable to progress on contracts, electricity prices developments and the sale of Enel Distribución Perú.

The decrease of €3,658 million in commitments for "fuel purchases" mainly regards the decrease in gas prices and in fuel purchases.

The decrease of €1,374 million in "tenders" mainly reflects the natural expiration of contracts, mainly in Italy.

For more details on the expiry of commitments and guarantees, see the section "Commitments to purchase commodities" in note 47.

55. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2024. A provision is recognized in the consolidated financial statements for the part of liabilities for which defeat in court is deemed probable, according to requirements provided for in IAS 37.

Hydroelectric concessions – Italy

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions, most recently modified by the Decree Law 135 of 2018 ratified with Law 12/2019, introduced a number of changes in the matter of concession fees, introducing variable component of fees (in addition to the fixed component), as well as an obligation to provide free power to public bodies (220 kWh of power for each kW of average nominal capacity of the facilities covered by the concession). In implementation of this national law, as of today the regions of Lombardy, Piedmont, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, the Province of Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo, Lazio, Umbria and Tuscany have enacted regional laws implementing state legislation, and requested payment of both the dual-component fee (consisting of a fixed component and a variable component) and the monetary equivalent of free electricity supplies.
Enel Produzione SpA and Enel Green Power Italia Srl (the "Companies") challenged before the Superior Public Water Resources Court (TSAP) the implementing acts issued under the individual regional laws and the subsequent payment notices of fees and the monetization of free electricity supplies, asking that they be declared void and raising the question of constitutional illegitimacy of both the national law and the regional laws.
The Companies complained that the regional implementing acts – as well as the regional legislation which they implement – were constitutionally illegitimate, first for violation of fundamental principles in national legislation and various primary principles protected both by the Italian Constitution and European law concerning legitimate expectations, property rights,

reasonableness, private initiative, and concessions, where:

- they provide for retroactive application to valid large diversion concessions of the dual-component fee and the obligation to supply free power or its financial equivalent;
- they order the monetization of the obligation to supply free energy, which is not envisaged in the national law.

Furthermore, the introduction by the regions of these new obligations to pay the new dual-component fee and to supply a certain annual quantity of electricity free of charge in the form of payment of the associated monetary value, which is also to be paid by the holders of valid concessions that have not yet expired, creates an unexpected and unreasonable financial imbalance in the concession relationships. This circumstance is in evident contrast with the principles of reasonableness, proportionality and legitimate expectation of concession fees, compliance with which is required by constitutional case law if, in the context of long-term relationships, pejorative modifications are introduced.

In September 2024, the TSAP issued its decision in the proceedings against the implementing acts issued by the regions of Lombardy, Piedmont and Abruzzo, rejecting the appeals.

The Companies are appealing against this decision before the Court of Cassation. They are also requesting a precautionary suspension of the first sentence issued by TSAP. The hearing for the discussion of the suspension was scheduled for March 26, 2025.

The remaining proceedings before the TSAP are still pending in the preliminary investigation phase.

The payment injunction orders issued by the Emilia-Romagna and Veneto regions for the failure to pay the amounts in the payment notices were also challenged before the Regional Court of Public Waters (TRAP). These proceedings were suspended pending the TSAP decision.

Hydroelectric concessions Sardinia - Italy

In October 2018, the Autonomous Region of Sardinia (RAS), with three resolutions of the Council (and related provisions), ordered that the management of the three concessions for large hydroelectric diversions in Sardinia, Coghinas, Flumendosa and Taloro (power plants, dams and pipelines) belonging to Enel Produzione (EP) expiring in 2029, be entrusted to Enas, the public body of the Sardinia Region, as from 1 January 2019.

EP challenged these provisions before the Superior Public Water Resources Court (TSAP), considering them illegitimate and seriously damaging to EP's acquired rights, as they are clearly in conflict, among other things, with Legislative Decree 79/1999 (so-called Bersani Decree), the provisions of the Simplification Decree, as well as in open violation of Article 117 of the Constitution and of various fundamental principles protected by the Italian Constitution, the European Convention on Human Rights and the Charter of Fundamental Rights of the EU, such as the protection of private property, competition, legal certainty and freedom of private economic initiative.

During the proceedings, the TSAP first ordered the suspension of the contested provisions and subsequently, in 2023, voided the resolutions of the Region of Sardinia due to a procedural defect (failure to communicate the start of the proceedings), including in the decision the other grounds for appeal of EP.

The Region of Sardinia challenged the decision before the Court of Cassation and with an appeal to the Constitutional Court for conflict of attribution. EP appeared in both proceedings.

With an order dated December 26, 2024, the Court of Cassation upheld the appeal of the Region of Sardinia and quashed the TSAP decision. EP resumed the proceedings before the TSAP for the continuation and examination of the remaining grounds of appeal, simultaneously promoting a request for suspension of the contested provisions which will be discussed at the hearing on March 19, 2025.

The proceedings before the Constitutional Court for conflict of attribution are destined to be declared inadmissible given that the TSAP ruling was annulled.

Antitrust proceeding 12461 – EE – Contract renewals - Italy

On December 13, 2022, the Competition Authority (AGCM) notified Enel Energia SpA ("the Company" or EE) and six other companies (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) that it had initiated a proceeding for unfair commercial practices (violation of certain provisions of the Consumer Code and Article 3 of Legislative Decree 115/2022, the second "Aid Decree").

In particular, AGCM, among other thing, argued that EE had sent its customers, in the period from May to October 2022, notices of price changes that were al-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

legedly generic and omissive to the extent that they did not specify the expiry date of the financial conditions subject to renewal and represented an unwarranted exercise of *ius variandi* in modification of the financial conditions of the supply relationship, in violation of the aforementioned Article 3 of the second Aid Decree.

With the measure initiating the procedure, the Competition Authority simultaneously prohibited on a precautionary basis the sending of new price change notices and ordered the correction of those already sent. All the operators subject to the order, including EE, challenged the provision, which was based on the assumption that any price change had been prohibited to suppliers in the period indicated by the second Aid Decree (August 10 - April 30, then extended until June 30, 2023 by Legislative Decree 198/2022, the "Milleproroghe Decree").

Following the pronouncement of the Council of State of December 22, 2022 and the Milleproroghe Decree of December 29, 2022, which excluded the applicability of Article 3 of the Decree to contract renewals (of expiring offers) in compliance with the contractual terms of notice and without prejudice to the right of withdrawal of the counterparty, thus distinguishing them from those covered by the *ius variandi*, the Competition Authority, with a precautionary measure on December 29, 2022, ordered the partial upholding of the original precautionary measure and confirmed the prohibition on changes or renewals of the financial conditions of expiring contracts for which the expiry date was not specifically identified or in any case predeterminable in the associated notice sent to the customer. EE filed an appeal for additional reasons against this measure.

With a ruling published on May 19, 2023, the Lazio Regional Administrative Court (TAR) accepted the arguments of EE and voided the two precautionary measures of the AGCM on December 12, 2022 and December 29, 2022. Both AGCM and EE challenged the Court decision before the Council of State which, on December 10, 2024, rejected AGCM appeal, considering that the precautionary measures it issued had been overcome by the sanctioning measure adopted by the same AGCM.

In the meantime, the proceeding for unfair commercial practices concluded with the issue of a measure notified on November 15, 2023 with which the Competition Authority found a violation of Articles 24 and 25 of the Consumer Code, levying a fine of €10 million on EE, which was paid by EE on December 15, 2023. On January 15, 2024, EE appealed to void the fine before the Lazio Regional Administrative Court, which was then voided by the TAR with a decision published on November 18, 2024. On 11 February 2025, the AGCM challenged this decision before the Council of State.

Criminal proceeding against e-distribuzione concerning an accident – Italy

On July 1, 2021, e-distribuzione SpA was notified of a proceeding against a number of its employees and managers and e-distribuzione SpA itself pursuant to Legislative Decree 231/2001, initiated by the Public Prosecutor's Office of Taranto, following the accident that occurred on the night between June 27 and 28, 2021 in which an employee of a contractor was injured and subsequently died.

During the investigative phase, an unrepeatable technical assessment was ordered and the report of the Technical Consultant of the Public Prosecutor, dated December 15, 2021, was filed and incorporated in the Public Prosecutor's case.

A notice of dismissal of charges was subsequently sent to some of the defendants and the subcontractor with whom the deceased worker was employed. A notice of conclusion of the preliminary investigation pursuant to Article 415-*bis* of the Code of Criminal Procedure was sent to the remaining defendants and the company and on April 17, 2023, a notice was served scheduling the preliminary hearing before the Court of Taranto for May 23, 2023. Following adjournments, the preliminary hearing was scheduled to continue on February 20, 2024, when the parties were heard, including the request for a plea deal from one of the defendants. At the following hearing on May 21, 2024, the Court accepted the plea deal from one of the defendants, ordering referral to trial for all the other defendants.

The hearing began on October 1, 2024, the examination of the prosecution witness is currently underway and the trial is postponed to the hearing on April 15, 2025.

In agreement with the insurance company, a process was defined to reach a settlement with the heirs of the deceased to extinguish the claims formulated by the injured parties without admission of liability.

Arbitration proceedings Enel Produzione SpA - Italy

In the 4th Quarter of 2023 a coal supplier initiated an arbitration proceeding against Enel Produzione

requesting the fulfilment by the latter of certain coal supply contracts stipulated between the parties during 2021, performance of which was suspended by Enel Produzione in March 2022 due to the sanctions imposed with EU Regulations no. 269/2014 and no. 833/2014. A claim of about $11.2 million was filed for supplies already executed and about $66.7 million for expected supplier, plus interest. The arbitration proceedings are pending. The hearing is scheduled for the last week of May.

Green Network litigation – Italy

With a summons dated May 8, 2019, Green Network SpA (GN) sued Enel Energia SpA (EE) before the Court of Rome to ascertain alleged anti-competitive conduct (including illegal win-back practices) that EE carried out in an attempt to recover customers who would have moved to the competing trader and, as a result, order EE to pay damages quantified at €116,049,056, plus interest and monetary revaluation, in addition to the publication of the sentence. EE formally appeared in court, contesting the validity of the opposing party's claim in fact and law and requesting the complete denial of the claims, as well as an order for the plaintiff to pay damages for frivolous litigation. After completing the preliminary investigation phase, on February 9, 2024, the parties exchanged final briefs and we are awaiting the decision.

Penalty proceeding of the Personal Data Protection Authority against Enel Energia – Italy

On February 29, 2024, the Personal Data Protection Authority (DPA) announced that it was levying a fine of €79,107,101 on Enel Energia SpA (the "Company"), in addition to a number of prescriptive measures.
The action originates with a proceeding undertaken by the DPA in July 2023, during which the Company was accused of failing to adopt an adequate system for monitoring and controlling the operation of its agencies, which, in the period from 2015 to 2022, also made use of operators who were not officially appointed, for the sole purpose of maximizing their profits even to the detriment of the Company itself.
In the meantime, the Company, acting for its own protection, had already taken all the contractually established measures against the agencies involved in the circumstances addressed by the penalty measure and had also filed criminal complaints against the operators who had acted abusively.
The Company, considering the objections raised by the DPA to be unfounded, challenged the provision before the Civil Court of Rome, filing a request for suspension of both the payment of the fine and the prescriptive measures. On July 18, 2024, the Court granted the request for suspension with a non-appealable order, scheduling the discussion on the merit on May 14, 2025.

BEG litigation – Italy, France, Luxembourg

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA (BEG) in Italy, Enelpower SpA (Enelpower) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient (ABA), filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.
In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. At the hearing of November 6, 2024, the Albanian Court of Cassation rejected the petition.
With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.
On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.

Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the Company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of October 14, 2022 and therefore the proceeding was extinguished.

A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, but excluding the Italian State. Enel and Enelpower are preparing their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and scheduled final arguments for October 17, 2024 when the parties exchanged their final briefs. We are awaiting a decision.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies are preparing their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* rejected ABA claim. Among other issues, the *Tribunal de Grande Instance* ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud.

Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000 each for legal costs.

With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.

Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments (*saisie conservatoire des créances*) granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023 Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*. On April 18, 2024, ABA filed a petition and appeared in court, communicating the release of the precautionary attachments and requesting the *Cour de Cassation* to terminate the proceedings due to the cessation of the subject matter of the dispute. Enel opposed the request for termination of the proceedings; the Court's decision on the matter is pending.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.
Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.
On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank.
In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg.
Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, on September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Municipality of Alfedena – COSAP and CUP fees

On September 26, 2024, the Municipality of Alfedena notified Enel Produzione of: (i) an assessment of €207 million for fees for the use of public areas in respect of a hydroelectric catchment area named "Montagna Spaccata" and the associated structures (COSAP) and the single land usage fee (CUP) for the years from 2007 to 2024, and (ii) a notice of a fine of about €75.5 million for alleged illegitimate use of those areas.
The notice of assessment and the fine issued by the municipality are based on the argument that the land occupied by the catchment area and the associated structures fall within those belonging to the municipality's public use assets not available for civic use and therefore subject to the COSAP fee, and, more recently, the single land usage fee (CUP). Enel Produzione challenged the assessment in court, while filing a petition for suspension of enforcement, and presented written defenses against the fine. At the hearing of January 22, 2025, the Court of Sulmona ordered the suspension of the enforcement of the assessment.

Bono Social – Spain

In relation to the various financing schemes for the *Bono Social* adopted by the Spanish government, with ruling no. 212/2022 of February 21, 2022 the *Tribunal Supremo* ruled on the appeals filed by Endesa SA, Endesa Energía SAU and Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) and other companies in the energy sector against the third scheme for financing the *Bono Social*, and for co-financing with government authorities of the supply to vulnerable consumers, envisaged under Article 45, paragraph 4 of Spain's Electricity Industry Law 24/2013, Royal Decree Law 7/2016 of December 23 and Royal Decree 897/2017 of October 6.
With the ruling, the *Tribunal Supremo*, partially allowing the appeals, found that (i) the aforesaid regime was inapplicable; (ii) Articles 12 to 17 of Royal Decree 897/2017 are inapplicable and void, and (iii) the appellants were entitled to be compensated for the amounts paid to finance the *Bono Social* and provide co-financing with government authorities, and to reimbursement of all costs incurred to fulfil the obligations set out in this mechanism, deducting any amounts transferred to customers, where applicable.
In the absence of voluntary compliance by the authorities, on November 10, 2022 the companies filed

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

a petition for enforcement of the ruling, requesting immediate payment of the uncontested part, equal to about €152 million, for financing costs associated with customers in the regulated market, as well as payment of other amounts as quantified in the technical studies prepared by the companies. With an order of May 26, 2023 the *Tribunal Supremo* (i) ordered the government to pay Endesa €152,272,229.83, plus interest, (ii) required the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO) to quantify as soon as possible the additional amounts to be paid to Endesa in respect of (a) costs to finance the *Bono Social* for the free market, deducting any amounts transferred to customers, and (b) investments made to implement the *Bono Social*, and to pay Endesa those amounts, plus interest, within two months. On July 28, 2023, the Secretary of State for Energy (MITECO) announced a resolution that grants Endesa (i) an indemnity of €171.6 million (including interest) for financing costs associated with customers in the regulated market and (ii) an additional indemnity of €6.6 million (including interest) for costs incurred to implement the *Bono Social*. However the resolution does not provide for any indemnity for the financing costs of the *Bono Social* for the free market. Therefore, on September 18, 2023 Endesa filed arguments supported by technical studies with the *Tribunal Supremo* to demonstrate Endesa's entitlement to be indemnified for the free market segment as well. In February 2024, a motion was filed to initiate the expert evidence collection phase, which began in May 2024 and ended with a decision of September 18, 2024 of the *Tribunal Supremo*, which: (i) partially voided the resolution of the Secretary of State of July 28, 2023 in the part in which it did not recognize the compensation for the financing costs of the *Bono Social* relating to the free market segment; (ii) established Endesa's right to be reimbursed by the government in the amount of €148 million as amounts paid to finance the *Bono Social*, plus interest calculated from the date on which the payment was made until its actual reimbursement; (iii) established Endesa's right to reimbursement of €6 million corresponding to the costs incurred for the management of the *Bono Social* for customers being supplied at the time, plus interest calculated from the date on which the payment was made until its actual reimbursement; (iv) confirmed that the cost of financing the *Bono Social* had no impact on market offers or on the energy bills of Endesa Energía SAU customers. Since all the amounts incurred for the implementation of the procedure for requesting, verifying and managing the *Bono Social* (as indicated in paragraph (iii)) have already been paid by the government, on December 13, 2024, Endesa filed an application before the *Tribunal Supremo* informing that the €148 million reimbursement relating to the amounts paid as financing and co-financing associated with consumers supplied by Endesa Energía SAU was still pending.

GNL Endesa Generación SAU arbitration proceeding II – Spain

In March 2023, a liquefied natural gas (LNG) producer initiated an arbitration proceeding within the context of a proceeding for the revision of the price of a long-term supply contract for LNG against Endesa Generación SAU, demanding payment of about $700 million (interest included) at September 30, 2024. The arbitration proceeding came to completion and the award was issued on November 28, 2024 rejecting the claims, and condemning the same claimant to pay the legal expenses in favour of Endesa.

GNL Endesa Generación SAU arbitration proceeding III – Spain

In January 2025, a liquefied natural gas (LNG) producer initiated an arbitration proceeding for the revision of the price of a long-term supply contract for LNG against Endesa Generación SAU. Although the defendant has not yet detailed the amount of the claim – reserving the right to do so at a later stage of the proceedings – it should be noted that in the negotiation phase it had requested a retroactive price increase which would entail a potential disbursement by Endesa, estimated as of December 31, 2024 at approximately $307.8 million, including interest. The amount of the claim could be revised during the arbitration proceeding.

Appeal of grant of single permit for the "Peña del Gato" wind farm – Spain

On February 7, 2024, the association *Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica* filed an appeal with the Administrative Court of León to challenge the administrative authorization and environmental impact statement for the construction and operation of the "Peña del Gato" wind farm and the related evacuation infrastructure, obtained, most recently in 2022, by Energías Especiales del Alto Ulla SAU (100%

controlled by Enel Green Power España SLU, hereinafter the "Company"). On March 11 and April 11, 2024, respectively, the *Junta de Castilla y León* and the Company filed their opposition to the appeal filed by the association. On December 11, 2024 the Company filed its conclusions.

Tractebel litigation – Brazil

In 1998 the Brazilian company CIEN (now Enel CIEN) signed an agreement with Tractebel (now Engie Brasil Energia SA) for the delivery of electricity from Argentina through its Argentina-Brazil interconnection line. As a result of Argentine regulatory changes introduced as a consequence of the economic crisis in 2002, Enel CIEN was unable to make the electricity available to Tractebel. In October 2009, Tractebel sued Enel CIEN for alleged breach of contract. Enel CIEN submitted its defense citing force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument. Out of court, Tractebel indicated that it plans to acquire 30% of the interconnection line involved in the dispute. With a ruling of February 16, 2023, the court of first instance denied the grounds of the claim submitted by Tractebel against Enel CIEN. The ruling was appealed by Tractebel on March 20, 2023, but on February 29, 2024 the Court of Appeal upheld the decision at first instance in favor of Enel CIEN. On March 21, 2024, Tractebel filed a petition for clarification of the decision of the Court of Appeal, to which Enel CIEN replied. On May 10, 2024, the Court of Appeal denied the motion submitted by Tractebel and Tractebel challenged the rejection before the Superior Court. Enel CIEN appeared in the proceedings which are currently pending. The amount involved in the dispute is estimated at about R$753 million (about €123 million), plus damages to be quantified.

For similar reasons, the company Furnas, in May 2010, had also presented a sue against Enel CIEN for the failure to deliver electricity, requesting payment of about R$571.6 million (about €91 million), plus damages to be quantified, with a claim to acquire 70% of the interconnection line. The trial concluded in favor of Enel CIEN with a sentence issued by the *Tribunal de Justiça*, which became final on October 18, 2019, which rejected all of Furnas' claims.

Cibran litigation – Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed six suits against the Enel Group company Ampla Energia e Serviços SA (today Enel Distribuição Rio) to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of electricity service by the Brazilian distribution company between 1987 and 2002, in addition to non-pecuniary damages. The Court ordered a unified technical appraisal for those cases, the findings of which were partly unfavorable to Enel Distribuição Rio. The latter challenged the findings, asking for a new study, which led to the denial of part of Cibran's petitions. Cibran subsequently challenged the findings of the new study, but without success.

The first suit, regarding the years from 1995 to 1999, was denied in full with a ruling that became definitive on August 24, 2020.

With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 1994, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Enel Distribuição Rio to pay R$96 million (about €23 million) plus interest in pecuniary damages and R$80,000 (about €19,000) in non-pecuniary damages. On November 6, 2019, the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro issued a ruling granting Enel Distribuição Rio's petition, and denying all of Cibran's claims. Subsequently, all the appeals submitted by Cibran between 2019 and 2022 were denied in full and, accordingly, the decision of November 6, 2019 in favor of Enel Distribuição Rio became final on March 24, 2023.

The remaining four suits for the years 2001 and 2002, in which the claim has not yet been quantified with expert opinion, were initially suspended pending the decision concerning the petition and are now waiting to be taken up again. The value of all the disputes is undetermined.

Litigation with cooperatives - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Coelce Companhia Energética do Ceará SA (today Enel Distribuição Ceará), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Enel Distribuição Ceará, which was also required to maintain the grids.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances, did not specifically identify the grids governed by the agreements, which prompted a number of the cooperatives to sue Enel Distribuição

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Ceará asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts.
These proceedings include: (a) the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (COPERVA) with a value of about R$533 million (about €83 million): in the suit COPERVA requested a revision of the fee agreed in the contract for the use of the distribution grids which could amount to 1.5% of the value of the leased asset. Enel Distribuição Ceará was granted rulings in its favor by the trial court and the Court of Appeal (representing a favorable precedent also for the other proceedings). This was followed by several appeals, the last of which, filed in December 2018 before the *Tribunal Superior de Justiça*, is currently pending (an internal procedural appeal filed by COPERVA is being defined); and (b) the suit filed by Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) of about R$319 million (about €50 million): in the suit COERCE requested a revision of the fee agreed for the use of its grids to be calculated on the basis of 2% of their value; the preliminary investigation of the first instance trial was recently concluded with the filing of a technical report favorable to Enel Distribuição Ceará.

ANEEL litigation - Brazil

In 2014, Eletropaulo (today Enel Distribuição São Paulo) initiated an action before the Brazilian federal courts seeking to void the administrative measure of the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL, the national electricity agency), which in 2012 retroactively introduced a negative coefficient to be applied in determining rates for the following regulatory period (2011-2015). With this provision, ANEEL ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Enel Distribuição São Paulo's request to include additional components in rates. The administrative measure of ANEEL was challenged and on September 9, 2014, it was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding was concluded with a decision of April 10, 2024 which rejected the requests of Enel Distribuição São Paulo. Against this decision, the company filed an appeal also asking the Court of Appeal to confirm the precautionary suspension already ordered, which was granted on June 21, 2024, until the second degree decision on the merits. On August 5, 2024, ANEEL challenged this last decision suspending the enforceability of the provision and on September 9, 2024 Enel Distribuição São Paulo filed a counter-appeal. The value of the suit is about R$1,3 billion (about €219 million).

Endicon – Brazil

On October 17, 2021 Endicon (former Enel service provider in Brazil) filed a lawsuit against Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará in which it seeks total damages of approximately R$553 million (about €91 million) for pecuniary and non-pecuniary damages incurred in connection with certain events allegedly attributable to Group companies, which occurred during the execution of the contracts and from the abusive exercise of contractual rights by the latter, which is alleged to have produced a loss on the management of the contracts. Following the revocation on May 10, 2022 of the precautionary measure that had been previously notified to the companies, on December 2, 2021, Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará presented their defenses in the proceedings on the merits, including preliminary objections on procedural aspects which were rejected by the Court in both the first and second instance. A review proceeding against this latter decision is currently pending. On the merits, the trial continues in the first instance in the investigation phase. On March 19, 2024, the Group companies requested the Court to file accounting reports and additional documentary evidence.

Socrel – Brazil

Enel Distribuição São Paulo has been sued by Serviços de Eletricidade and Telecomunicações Ltda (Socrel) for damages for losses caused by an alleged unlawful termination of contract by the Group company that involved a series of contracts between the parties, which would have caused Socrel's liquidity crisis. Following an expert report issued during the proceedings, Socrel's request was quantified at R$321 million (about €57 million). With the ruling of March 27, 2023, the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* denied the entire substance of the Socrel claim. Socrel challenged the ruling on May 15, 2023 which was overturned with a ruling of November 8, 2023 and remanded for trial at first instance to hear oral evidence not allowed in the first proceeding. On November 24, 2023, Enel Distribuição São Paulo filed a request for clarification against the provision that annulled the first-instance judgment, rejected by the Court of Ap-

peal on December 19, 2023. On February 26, 2024, Enel Distribuição São Paulo filed an appeal with the Supreme Court against this last decision, and Socrel filed a counter-appeal on March 27, 2024; the proceedings are pending.

Extraordinary 2022 rate revision (Ceará) – Brazil

On April 19, 2022, the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) issued Resolution no. 3.026/2022 with which it authorized an average 24.85% rate increase for 2022 for the electricity distribution services performed by Enel Distribuição Ceará (ED Ceará). Both private individuals and public institutions have challenged this resolution before the Federal Regional Court of the district of Ceará, for a total of six proceedings requesting, on a precautionary basis, the cancellation of the effects of the resolution and, on a permanent basis, the voidance of the resolution itself, arguing that the rate increase is illegitimate. In all proceedings, ED Ceará has contested the petitioners' claims, arguing the legitimacy of the rate adjustment. On June 21, 2022, the Federal Regional Court rejected the precautionary request and joindered the six proceedings in a single proceeding in consideration of the fact that the relief sought and the cause of action are the same. On September 23, 2022, ED Ceará also submitted that, as a result of certain subsequent legislative measures, the rate had been reduced following an extraordinary rate review and a reduction in taxes. Of the six suits, four have already concluded with definitive decisions in favor of Enel (for procedural reasons, therefore without deciding on the merits) and dismissal of charges. One of the remaining two, after the appeal on legitimacy to act was granted, was returned to the court of first instance for the analysis of the merits. The estimated value of the proceeding has not been determined. The other suit, which was referred to the Federal Regional Court due to its connection with the others commented earlier, is promoted by one public entity for consumer protection and is aimed at obtaining compensation for collective moral damages quantified in approximately R$59 million (approximately €10 million) allegedly suffered due to the poor quality of the service, in the context of which the request relating to the rate increase was also formulated. On December 19, 2024, a first-instance decision was issued unfavorable to ED Ceará, condemning the company to pay collective moral damages for inadequate quality of service for approximately €1 million. The decision will be appealed by ED Ceará.

CTEEP – Brazil

On March 16, 2021 Enel Distribuição São Paulo (formerly Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA – Eletropaulo) filed a debt collection action before the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* in the amount of about R$1.5 billion (about €250 million) against the transmission system operator ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP) as the original debtor for a liability arising prior to the privatization of Eletropaulo, against Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras), which had initially been paid by Eletropaulo to the latter as part of a settlement agreement. With a decision of September 26, 2023, the competent Court of Appeal upheld the ruling at first instance, which had denied Enel Distribuição São Paulo's claim, also quantifying the defense's legal costs due at 13% of the present value of the claim, for an amount of about R$439 million (about €70 million) at September 2024. By decision of January 12, 2024, the Court of Appeal rejected the appeal filed against this decision by Enel Distribuição São Paulo. On February 23, 2024 the company also appealed the latter ruling before the higher courts, and on March 25, 2024 CTEEP presented its defense in this regard. Subsequently, the judgment was suspended pending the ruling of the Higher Federal Court on preliminary questions to the merits of the case.

Black-out November 2023 São Paulo – Brazil

Following the severe weather events that on November 3, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo (ED SP), at December 31, 2024, 528 individual actions and 7 collective actions were filed by representatives of municipalities, unions, political parties, the public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by ED SP, the provision of information/documentation, the maintenance of distribution service levels and the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. At December 31, 2024 the overall value of the individual actions was about R$20 million (about €3.1 million) while the value of the collective actions was undetermined.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Black-out November 2023 Rio de Janeiro – Brazil

Following the severe weather events that on November 18, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição Rio de Janeiro (EDR), at December 31, 2024, 3,481 individual actions and 19 collective actions were filed by representatives of municipalities, the public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by EDR, the provision of information/documentation, the maintenance of assistance measures and the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. At December 31, 2024 the overall value of the individual actions was about R$78 million (about €12.1 million) while the value of the collective actions was undetermined.

Black-out October 2024 São Paulo – Brazil

Following the severe weather events that on October 11, 2024 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo (ED SP), at December 31, 2024, ED SP was notified 632 individual actions and 6 collective action, filed by representatives of municipalities, the public prosecutor, associations, political parties, the Federal government, the São Paulo State and, in one instance, a private individual, requesting the grant of precautionary measures to improve the quality of service and ANEEL participation in the concession. On the merits, the plaintiffs are seeking the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages and, in one case, to obtain the annulment of the concession contract and the imposition of sanctions against ED SP. At December 31, 2024, the overall value of the individual actions was about R$10.3 million (about €1.6 million) while the value of the collective actions was undetermined.

IPEDEC – Brazil

The *Instituto de Defensa de los Consumidores* (IPEDEC) filed a suit against Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) and *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) to contest the inclusion in the tariff of costs related to energy theft such as "non-technical losses". In January 2024, ED Ceará challenged the ruling with which the court of first instance had partially accepted the opposing claim by declaring that the inclusion of such costs among non-technical losses was null but without retroactive effects, only starting from the moment the decision became final. The trial continues on appeal. The value of the dispute is undetermined.

Rate revision for Enel Distribuição São Paulo - Brazil

As part of a class action brought against Eletropaulo (now Enel Distribuição São Paulo, ED SP) and against the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), in which ANEEL was asked to include a negative component in rate revisions carried out as from 2003 accounting for the alleged tax benefit that ED SP would have benefited from in respect of the interest paid on equity and for ED SP to reimburse double the amounts charged to consumers due to the failure to incorporate the effect of the aforementioned benefit in rates, the court of first instance issued a ruling in favor of ED SP. However, on April 3, 2024 the Court of Appeal issued a ruling against the latter. On April 10, 2024, ED SP filed an appeal with a request for clarification of the appeal judgment. On August 27, 2024, this request was denied and, on September 19, 2024, ED SP filed both a special appeal for violation of the law and an extraordinary appeal for violation of constitutional principles against the second instance judgment. Both proceedings are pending. The value of the dispute is undetermined.

Public civil action Municipality of Paraty Enel Distribuição Rio - Brazil

The Municipality of Paraty initiated a proceeding against Ampla (now Enel Distribuição Rio, EDR) for the enforcement of a final judgment ordering EDR to promote the modernization of the grid in the municipality until the expiration of the concession contract. The judge has appointed a technical consultant for the quantification and the proceeding is currently suspended for negotiations. The amount involved is currently undetermined.

GasAtacama – Chile

In January 2020, the appeal proceeding was completed for the administrative fine levied in August 2016 by the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (SEC) against GasAtacama Chile (now Enel Gen-

eración Chile) concerning the information provided to the CDEC-SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) in relation to the variables of the Technical Minimum and the Minimum Operation Time at the Atacama power station. Upon completion of the proceeding, the amount of the fine was reduced from approximately €6 million to about $432,000 and the amount was paid by the company.

In relation to the issue mentioned above, a number of operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energía Chile SA, sued GasAtacama Chile in 2017 seeking damages for a total amount of about €139.5 million. On October 17, 2023, the Civil Court of Santiago issued a ruling partially upholding the plaintiffs petitions in an amount to be quantified at a subsequent stage of the proceeding. On October 31, 2023 the ruling was challenged by all the defendants and the appeal proceeding is pending. GasAtacama Chile and its external legal counsel feel that the likelihood of the plaintiffs' claim being upheld on appeal is remote.

Compañía Minera Arbiodo - Chile

584

In 2016, Compañía Minera Arbiodo and Ingenieros Asesores Limitada filed a suit against the *Ministerio de Bienes Nacionales*, the *Ministerio de Energía*, the *Ministerio de Minería* (together, the "Ministry"), the *Servicio Nacional de Geología y Minería* (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) and Parque Eólico Taltal SA (the "Companies") seeking damages for alleged losses incurred as a result of presumed violations of mining rights to the soil underneath the land on which the Taltal wind farm, which was built under a ministerial concession granted in 2012, is located.

With decision of December 6, 2023, the Civil Court of Santiago ordered Parque Eólico Taltal and EGP Chile, jointly and severally with Sernageomin, to pay an amount of about 346 billion Chilean pesos (equal to about €334 million) in favor of the plaintiffs.

The decision was challenged by the Companies, the Ministry, Sernageomin, as well as Arbiodo. On June 18, 2024, the appeal proceeding was suspended following the appeal lodged with the Constitutional Court by the Companies, against some legal assumptions forming the basis of the first-instance ruling. The Companies and its external legal counsel feel that the likelihood of the plaintiffs' claim being upheld on appeal is remote.

El Quimbo – Colombia

A number of legal actions ("*acciones de grupo*" and "*acciones populares*") brought by residents and fishermen in the affected area are pending with regard to the El Quimbo project for the construction by Emgesa of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first collective action, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,140 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business revenue by 30%. A second action was brought, between August 2011 and December 2012, by residents and businesses/associations of five municipalities of Huila claiming damages related to the closing of a bridge (Paso El Colegio). With regard to *acciones populares*, or class action lawsuits, in 2008 a suit was filed by a number of residents of the area demanding, among other things, that the environmental permit be suspended. As part of this action, on September 11, 2020, the Huila Court issued a partially unfavorable ruling against Emgesa, sentencing it to fulfill the obligations provided for in the environmental license. Both the *Autoridad Nacional de Licencias Ambientales* (ANLA) and Emgesa challenged this decision before the Council of State. On September 20, 2022, ANLA's appeal was denied because it had been filed late. The proceeding continues in relation to Emgesa's appeal. Meanwhile, in a different proceeding, during the last quarter of 2024, the Council of State definitively confirmed the validity of the environmental license of the El Quimbo project, ordering ANLA to re-determine some performance obligations provided for therein that the Council of State recognized as unenforceable due to a fact not attributable to Emgesa.

Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged impact that filling the El Quimbo basin would have on fishing in the Betania basin downstream from El Quimbo. After a number of precautionary rulings, on February 22, 2016, the Huila Court issued a ruling allowing generation to continue for six months. The court ordered Emgesa to prepare a technical design that would ensure compliance with oxygen level requirements and to provide collateral of about 20,000,000,000 Colombian pesos (about €5.5 million). The Huila Court subsequently extended the six-month time limit, and therefore, in the absence of contrary court rulings the El Quimbo plant is continuing to generate electricity as the oxygenation system installed by Emgesa has so far demonstrated that it can maintain the oxygen levels required by the court. On March 22, 2018, ANLA and CAM jointly

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

presented the final report on the monitoring of water quality downstream of the dam of the El Quimbo hydroelectric plant. Both authorities confirmed the compliance of Emgesa with the oxygen level requirements. On January 12, 2021, it was learned that the ruling of first instance of the Court of Huila had been issued. The ruling, while acknowledging that the oxygenation system implemented by Emgesa had mitigated the risks associated with the protection of fauna in the Bethany basin, imposed a series of obligations on the environmental authorities involved, as well as on Emgesa itself. In particular, the latter is required to implement a decontamination project to ensure that the water in the basin does not generate risks for the flora and fauna of the river, which will be subject to verification by ANLA, and to make permanent the operation of the oxygenation system, adapting it to comply with the parameters established by ANLA. On March 4, 2021, Emgesa challenged the appeal ruling before the Council of State. On December 31, 2021, the Council of State ruled that Emgesa's appeal was admissible. The proceeding is continuing at the appeal level.

Nivel de Tensión Uno proceedings – Colombia

This dispute involves an "*acción de grupo*" brought by Centro Médico de la Sabana hospital and other parties against Codensa (now Enel Colombia) seeking restitution of allegedly excess rates. The action is based upon the alleged failure of Codensa to apply a subsidized rate that they claim the users should have paid as *Tensión Uno* category users (voltage of less than 1 kV) and owners of infrastructure, as established in Resolution no. 82/2002, as amended by Resolution no. 97/2008. The preliminary stage has been completed and a ruling is pending. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €73.5 million).

Group actions for flooding in Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá – Colombia

Emgesa SA (now Enel Colombia SA) was sued with an "*acción de grupo*" brought by the residents of the Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá (Colombia) seeking damages for flooding that occurred in 2010 and 2011 after the Bogotá overflowed its banks. The proceeding is at the preliminary stage. The estimated value of the proceeding is about 2.2 billion Colombian pesos (about €518 million).

Reimbursement for public lighting services in 1998-2004 – Colombia

Following a dispute between the Colombian Public Services Authority (UAESP) and Codensa (now Enel Colombia) that ended with a ruling unfavourable to the latter in 2011, UAESP initiated a forced collection procedure to recover the receivable for over-invoicing reimbursements from Enel Colombia.
The administrative collection order was challenged in court and the proceeding is currently pending on appeal. With a further administrative order dated April 19, 2024, the UAESP revived the collection procedure, updating the quantification of the receivable to about €82.2 million, including discounting and late-payment interest. On July 10, 2024, Enel Colombia challenged this order as well before the UAESP. Following an administrative appeal filed by Enel Colombia, on September 4, 2024, the UAESP reduced the amount of its claim to about €74.3 million, a provision which was also challenged by Enel Colombia on December 23, 2024. The collection procedure has been suspended until March 18, 2025, when the out-of-court conciliation hearing will be held.

Kino arbitration – Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration. Enel – which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it for the moment.
The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which

is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv.
On August 4, 2023, the arbitration ruling was notified. The arbitration board declared that it did not have jurisdiction against Enel SpA and, in partially granting the claim of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now Enel Services Mexico SA de Cv - Enel Services) to pay penalties totaling about $77 million, plus interest at an annual rate of 6%. Subsequently, Kino Contractor and Enel Services filed a petition requesting correction of the arbitration award, which was partially granted and, on December 13, 2023, they filed a petition to void the award before the Mexican courts. Subsequently, the Project Companies have requested the recognition and enforcement of the arbitration award. The proceeding is pending.
In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. This proceeding concluded with a favorable decision on December 3, 2024, which fully recognized Enel's defenses. On December 17, 2024, the Project Companies filed an appeal and Enel, on December 24, 2024, filed a conditional cross appeal. The appeal proceedings are pending.

Allianz – North America

On May 18, 2022, High Lonesome Wind Project LLC (HiLo) was sued in New York Supreme Court by Allianz Risk Transfer Ltd for about $203 million concerning an alleged liability accrued by the company, as of February 2021 in connection with a Proxy Revenue Swap (PRS). The claim is being contested in its entirety. The proceedings are currently pending before the Southern District Court in New York, which in 2024 ruled that the claims subject to arbitral jurisdiction under the PRS should be heard in arbitration, while providing for the continuation of the proceedings for the remaining claims.

Osage Wind – North America

In the context of a proceeding commenced by the United States of America (as trustee of the Osage Nation) and by the Osage Mineral Council against Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC and Osage Wind LLC, whose subject matter is the need for the defendants to request a previous authorization from the Osage to do certain excavation activities for the construction of the wind plant Osage Wind (consisting of 84 wind turbines for a total capacity of 150 MW), on December 18, 2024 the Federal District Court of North Oklahoma issued a decision of first instance by which it has confirmed the order of removal of the plant as provided in the order of December 20, 2023, setting a deadline to this end to December 1, 2025, and ordered the companies to pay an overall damages compensation limited to around $300,000 and related legal fees. Such decision has been appealed by the companies and by the United States of America and the companies also filed a motion to stay before the Court that issued the decision in first instance which was upheld on March 3, 2025. The appeal proceedings are pending.

Gastalsa – Peru

In 2011, Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) filed a suit before the Civil Court of Talara against the *Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería* (Osinergmin) and the Ministry of Energy and Mines requesting to revoke the measure that canceled the concession granted to Gastalsa to supply natural gas to the whole province of Talara and ordered the transfer of the pipeline owned by Enel Generación Piura SA (EGPIURA) to Gastalsa, calling for the application of a regulation according to which gas supply concession holders can, under certain conditions, request ownership of existing gas pipelines in the concession area. EGPIURA was not summoned to participate in this proceeding.
In 2017, Gastalsa obtained a favorable first-instance decision which was challenged by EGPIURA for violation of the adversarial procedure. In a new ruling issued on January 6, 2022 the Civil Court of Talara (i) denied the claim of forfeit advanced by an affected third party (Gasnorp) and (ii) partially granted the claim filed by Gastalsa, issuing a precautionary measure ordering the affected public entities to (a) restore the natural gas concession in favor of Gastalsa, and (b) proceed with the upgrade and transfer of the pipeline owned by EGPIURA to Gastalsa. EGPIURA challenged the ruling and on August 2, 2022, the Court of Appeal ruled against Gastalsa, referring the case to the court of first instance for a new decision. As a result of that decision, the precautionary measure issued earlier was revoked.
In the meantime, in March 2020 Gasnorp challenged before the Constitutional Court the decision by which the Civil Court had denied the claim of forfeit against

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Gastalsa. In July 2022, the Constitutional Court acknowledged that the original petition of Gastalsa had been filed after the time limit and the forfeiture of the latter from the right. This decision has become final. Following the ruling of the Court of Appeal which decided differently from the ruling of the Constitutional Court, on July 11, 2024, the Constitutional Court, in the new judgment promoted by Gasnorp, ordered the Court of Appeal to issue a new ruling accepting the claim of forfeiture of the original appeal. The first-instance judgment on the merits has been suspended in the meantime pending the decision by the Court of Appeal on this issue.

Gabčíkovo litigation – Slovakia

Slovenské elektrárne (SE) is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčíkovo hydroelectric plant, which is administered by Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) and whose operation and maintenance, as part of the privatization of SE in 2006, had been entrusted to SE for a period of 30 years under an operating agreement (the VEG Operating Agreement).

Immediately after the closing of the privatization, the Public Procurement Office (PPO) filed suit with the Court of Bratislava seeking to void the VEG Operating Agreement on the basis of alleged violations of the regulations governing public tenders, qualifying the contract as a service contract and as such governed by those regulations. In November 2011 the trial court ruled in favor of SE, whereupon the PPO appealed the decision.

In parallel with the PPO action, VV also filed a number of suits, asking in particular for the voidance of the VEG Operating Agreement. On December 12, 2014, VV withdrew unilaterally from the VEG Operating Agreement, notifying its termination on March 9, 2015, for breach of contract. On March 9, 2015, the decision of the Court of Appeal overturned the ruling of the trial court and voided the contract as part of the action pursued by the PPO. SE lodged an extraordinary appeal against that decision before the Supreme Court. At a hearing of June 29, 2016, the Supreme Court denied the appeal and SE then appealed the ruling to the Constitutional Court, which denied the appeal with a ruling on January 18, 2017 which then became final.

In addition, SE lodged a request for arbitration with the Vienna International Arbitral Centre (VIAC) under the VEG Indemnity Agreement. Under that accord, which had been signed as part of the privatization between the National Property Fund (now MH Manažment - MHM) of the Slovak Republic and SE, the latter was entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operating Agreement for reasons not attributable to SE. On June 30, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE.

In parallel with this arbitration proceeding, both VV and MHM filed two suits in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. These proceedings were rejected for procedural reasons on September 27, 2017. Both VV and MHM appealed that decision, and both the appeals were denied upholding the trial court decision in favor of SE. VV filed a further appeal (*dovolanie*) against that decision on March 9, 2020, with the Supreme Court, to which SE replied with a brief submitted on June 8, 2020. SE also filed an appeal before the Slovak Constitutional Court, which was denied on July 29, 2021. On March 24, 2021, the Supreme Court overturned the decision of the Bratislava Court of Appeal, referring the judgment to the latter court. This last proceeding concluded with a ruling dated November 21, 2024, which once again rejected VV's requests.

At the local level, VV has also filed other suits against SE for alleged unjustified enrichment (estimated at about €360 million plus interest) for the period from 2006 to 2015. SE filed counter-claims for all of the proceedings under way. Developments in those proceedings can be summarized as follows:

- for 2006-2008, at the hearing of June 26, 2019, the Court of Bratislava rejected VV's main claim and, consequently, SE's counterclaim. The ruling in first instance was appealed by both parties before the Court of Appeal of Bratislava. The proceedings relating to 2006 were completed with the decision of December 6, 2022, notified to SE on February 18, 2023, which upheld the ruling in first instance. In April 2023, both SE and VV filed extraordinary appeals before the Supreme Court against the Court of Appeal's ruling and the proceeding is pending. As regards the proceedings relating to 2007, the Court of Appeal, in a ruling dated January 31, 2023, notified to SE on April 12, 2023, voided the decision of first instance, referring the case back to the Court of Bratislava for a new judgment. The first hearing was held on January 8, 2024 and the proceeding was adjourned to a hearing scheduled for March 3, 2025. The proceedings relating to 2008 are still pending;
- the proceedings relating to the years 2011 and 2015 are all pending before the court of first instance and briefs have been exchanged between the parties.

For both proceedings, hearings before the court of first instance were postponed several times owing to the pandemic and are now postponed to dates to be determined for the proceedings relating to 2011, while the hearing for the proceedings relating to 2015 was held on April 25, 2024. On December 12, 2024 this last proceeding was suspended until the final decisions on the proceedings relating to 2006 and 2012 and VV appealed this suspension;

- the proceedings relating to the years 2009, 2010 and 2013 were completed in the court of first instance with ruling issued by the Court of Bratislava on, respectively, November 24, 15 and 22, 2022, rejecting both VV's claim and SE's counterclaim. Between December 2022 and January 2023 both SE and VV filed appeals against the rulings relating to the years 2009, 2010 and 2013, and the proceeding is now pending. The proceedings relating to 2014 were completed at first instance with a ruling of the Court of Bratislava of October 10, 2023 rejecting the primary claim of VV and, consequently, the counterclaim of SE; this decision of the Court of Bratislava was appealed by both VV and SE, on January 29, 2024 and on February 5, 2024, respectively;
- as regards the proceeding relating to the year 2012, on February 2, 2023 SE was notified of the appeal ruling upholding the ruling of first instance denying of both VV's claim and SE's counterclaim. Both VV and SE, on March 17, 2023 and March 31, 2023, respectively, have filed an extraordinary appeal with the Supreme Court against the appellate ruling and the proceeding is pending.

Finally, in another proceeding VV asked for SE to return the fee for the transfer from SE to VV of the technology assets of the Gabčíkovo plant as part of the privatization, with a value of about €20 million plus interest. After issuing a preliminary decision on the case in which it noted the lack of standing of VV, on December 18, 2020, the Court of Bratislava issued a decision in favor of SE, rejecting VV's claims. On January 4, 2021, VV filed an appeal against that decision, and the proceeding is pending.

Note that, following the finalization of the agreement between Enel Produzione SpA (EP) and EP SLOVAKIA BV (controlled by Energetický a průmyslový holding (EPH)) for the sale to the group of the remaining 50% of the capital in Slovak Power Holding BV, any further financial commitment still existing on the part of the Enel Group towards Slovak Power Holding and SE has ceased to exist, including the compensation by virtue of which EP would have borne a share in any liabilities arising from the disputes relating to the Gabčíkovo power plant.

Tax litigation in Brazil

Withholding Tax – Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" – FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.

However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.

In December 2005, Ampla carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.

On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification (*embargo de declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).

In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation.

In December 2018, the company, now Enel Distribuição Rio, provided the additional documentation and, in view of the conclusions presented by the expert, requested a further expert opinion. The case has been referred to the expert for clarifications regarding the position expressed by the company.

In July 2021, the supplementary report was filed by the expert in which the existence of the loan agreements was acknowledged and the bond loan was terminated, both for the principal amount and for interest, mainly through a capital increase. The company, called to

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

pronounce on the report filed, requests the full cancellation of the tax debt.
In March 2024, the company filed a request for review of the value involved in the litigation following the approval of a new law which requires, in federal administrative proceedings, the cancellation of penalties (and related interest) for disputes with outcomes unfavorable to taxpayers as a result of the application of the rule that gives the decisive vote to the tax authority in the event of a tie. Following the grant of the petition, the company obtained a reduction of penalties and interest and will also request a reduction of the corresponding guarantees. The amount involved in the dispute at December 31, 2024 is about €103 million.

PIS/COFINS/ICMS – Enel Distribuição São Paulo

In March 2017, the *Supremo Tribunal Federal* (STF) ruled on the calculation of the PIS and COFINS taxes, confirming the argument that the ICMS tax (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) was not included in the calculation basis of the PIS and COFINS.
In May 2021, the STF established that the ruling would have effect from the judgment of March 2017, except for taxpayers who had filed an appeal before that date.
The Group's Brazilian companies affected by the STF ruling had already initiated legal action in their respective federal regional courts. Subsequently, the latter notified them of the final decision, recognizing the right to deduct the ICMS applied to their operations from the calculation basis of the PIS and COFINS.
Since the excess payment of the PIS and COFINS taxes had been transferred to final customers, at the same time as the recognition of these recoverable taxes, a liability in respect of those customers was recognized in the same amount, net of any costs incurred or to be incurred in the legal proceedings. These liabilities represent an obligation to reimburse the recovered taxes to final customers.
In this regard, Enel Distribuição São Paulo initiated two proceedings that led to rulings in its favor. These regarded the periods from December 2003 to December 2014 and from January 2015 onwards. With regard to the second proceeding, the Federal Union filed an action of rescission against the company, disputing the fact that part of the period in question (prior to March 2017) would be adversely impacted by the STF ruling of May 2021.
In May 2022, the company challenged this action and will defend its actions through the various levels of the court system. During 2023, following an adverse ruling at the appeal level, the company filed a new appeal seeking clarification of the ruling. In 2024, the case was suspended pending the Supreme Court's judgment on the matter.
The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2024 was about €203 million.

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

On October 5, 2021, Eletropaulo received an assessment notice from the Brazilian tax authorities contesting the deductibility for income tax purposes (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* – IRPJ and *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* – CSLL) of the amortization of the increased values generated by extraordinary corporate transactions carried out before the acquisition of the company by the Enel Group. The contested period runs from 2017 to 2019.
The company, following an unfavorable decision in the first administrative instance, filed an appeal in the second instance, requesting its annulment due to errors in the procedure. The dispute is currently awaiting a new trial in the first administrative instance.
The amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €143 million.

PIS – Eletropaulo

In July 2000, Eletropaulo filed suit seeking a tax credit for PIS (*Programa Integração Social*) paid in application of regulations (Decree Laws 2.445/1988 and 2.449/1988) that were subsequently declared unconstitutional by the *Supremo Tribunal Federal* (STF). In May 2012, the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) issued a final ruling in favor of the company that recognized the right to the credit.
In 2002, before the issue of that favorable final ruling, the company had offset its credit against other federal taxes. This behavior was contested by the federal tax authorities but the company, claiming it had acted correctly, challenged in court the assessments issued by the federal tax authorities. Following defeat at the initial level of adjudication, the company appealed.
The amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €115 million.

ICMS – Ampla, Coelce and Eletropaulo

The States of Rio de Janeiro, Ceará and São Paulo issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços SA (for the years 1996-1999 and 2007-2017), Companhia Energética do Ceará (2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 and 2018) and Eletropaulo (2008-2021), challenging the deduction of ICMS (*Im-*

posto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, tax on the circulation of goods and services) in relation to the purchase of certain non-current assets. The companies challenged the assessments, arguing that they correctly deducted the tax and asserting that the assets, the purchase of which generated the ICMS, are intended for use in their electricity distribution activities.
The companies are continuing to defend their actions at the various levels of adjudication.
The amount involved in the disputes at December 31, 2024 totaled approximately €89 million.

PIS/COFINS – Enel Green Power Cachoeira Dourada SA

In March 2024, the Brazilian tax authorities served a tax assessment notice, for the 2020 tax period, against Enel Green Power Cachoeira Dourada SA, in respect of the PIS and COFINS taxes. More specifically, the company offset PIC and COFINS tax credits for the purchase of electricity imported from Argentina with similar liabilities connected with the sale of electricity on the market.
The tax authorities argue that this offsetting was unwarranted, since the credit to be offset is that resulting from the import declaration.
For physical goods, this import declaration is concurrent with customs clearance and entry of the goods into the country, while for electricity it is made approximately two months after receipt of the invoice and registration of the purchase in the accounts.
However, the regulations do not include a specific exception for energy purchases and the company has taken steps to offset the credit in the first month of payment of PIS and COFINS (due on the proceeds of the sale).
The company has appealed the tax assessment, arguing the validity of the offsets claimed.
The overall amount involved in the proceeding at December 31, 2024 is about €71 million.

Withholding Tax - Endesa Brasil

On November 4, 2014, the Brazilian tax authorities issued an assessment against Endesa Brasil SA (now Enel Brasil SA) alleging the failure to apply withholding tax to dividends, reclassified as payment of income to non-resident recipients.
More specifically, in 2009, Endesa Brasil, as a result of the first-time application of the IFRS, had derecognized goodwill, recognizing the effects in equity, on the basis of the correct application of the accounting standards it had adopted. The Brazilian tax authorities, however, asserted – during an audit – that the accounting treatment was incorrect and that the effects of the derecognition should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding amount (about €202 million) was reclassified as a payment of income to non-residents and, therefore, subject to withholding tax of 15%.
It should be noted that the accounting treatment adopted by the company was agreed with the external auditor and also confirmed by a specific legal opinion issued by a local firm.
Following unfavorable rulings from the administrative courts, the company is continuing to defend its actions in court and the appropriateness of the accounting treatment.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €68 million.

ICMS – Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods 2015-2018), as well as against all other energy distributors in Brazil, demanding the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) on the subsidies paid by the Federal government against the regulatory discounts granted to certain consumers.
The company has appealed the individual assessments, and is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €89 million.

PIS/COFINS – Eletropaulo

Starting from June 2017, the Federal Tax Authority served a number of tax assessment notices against Eletropaulo (for the 2013-2018 tax periods) contesting the offsetting of tax credits relating to social security contributions (PIS and COFINS), requesting the payment of those contributions.
The tax authorities argue that the company has claimed PIS and COFINS credits for the purchase of goods and services that cannot be considered fiscally relevant since they are not essential for the distribution of electricity. Furthermore, it disputes the claim of a tax credit associated with "non-technical" losses on the electricity purchased.
The company has promptly defended the accuracy of its calculations in the various levels of jurisdiction and argued the validity of the offsets claimed.
The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2024 was about €49 million.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

ICMS (*pro-rata*) – Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods from 2005 to 2014), contesting the determination of the deductible portion of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) and in particular the method of calculation of the pro-rata deduction with reference to the revenue deriving from the application of a special rate envisaged by the Brazilian government for the sale of electricity to low-income households (*Baixa Renda*).

The company has appealed the individual assessments, arguing that the tax deduction was calculated correctly. The company is defending its actions in the various levels of jurisdiction.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €46 million.

PIS – Eletropaulo

In December 1995, the Brazilian government increased the rate of the federal PIS (*Programa Integração Social*) tax from 0.50% to 0.65% with the issue of a provisional measure (Executive Provisional Order).

Subsequently, the provisional measure was re-issued five times before its definitive ratification into law in 1998. Under Brazilian legislation, an increase in the tax rate (or the establishment of a new tax) can only be ordered by law and take effect 90 days after its publication.

Eletropaulo therefore filed suit arguing that an increase in the tax rate would only have been effective 90 days after the last Provisional Order, claiming that the effects of the first four provisional measures should be considered void (since they were never ratified into law). This dispute ended in April 2008 with recognition of the validity of the increase in the PIS rate starting from the first provisional measure.

In May 2008, the Brazilian tax authorities filed a suit against Eletropaulo to request payment of taxes corresponding to the rate increase from March 1996 to December 1998. Eletropaulo has fought the request at the various levels of adjudication, arguing that the time limit for the issue of the notice of assessment had lapsed. In particular, since more than five years have passed since the taxable event (December 1995, the date of the first provisional measure) without issuing any formal instrument, the right of the tax authorities to request the payment of additional taxes and the authority to undertake legal action to obtain payment have been challenged.

In 2017, following the unfavorable decisions issued in previous rulings, Eletropaulo filed an appeal in defense of its rights and its actions with the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) and the *Supremo Tribunal Federal* (STF). The proceedings are still pending while the amounts subject to dispute have been covered by a bank guarantee.

With regard to the request of the Office of the Attorney General of the Brazilian National Treasury Department to replace the bank guarantee with a deposit in court, the court of second instance granted the petition. The company therefore replaced the bank guarantee with a cash deposit and filed a clarification motion against the related decision, which is currently awaiting a decision.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €42 million.

FINSOCIAL – Eletropaulo

Following a final ruling issued by the Federal Regional Court on September 11, 2011, Eletropaulo was recognized the right to compensation for certain FINSOCIAL credits (social contributions) relating to sums paid from September 1989 to March 1992.

Despite the expiration of the relative statute of limitations, the Federal Tax Authority contested the determination of some credits and rejected the corresponding offsetting, issuing tax assessments that the company promptly challenged in the administrative courts, defending the legitimacy of its calculations and actions.

After an unfavorable ruling at first instance, the company filed an appeal before the administrative court of second instance.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €42 million.

Tax litigation in Spain

Income tax – Enel Iberia, Endesa and subsidiaries

In 2018, the Spanish tax authorities completed a general audit involving the companies of the Group participating in the Spanish tax consolidation mechanism. This audit, which began in 2016, involved corporate income tax, value added tax and withholding taxes (mainly for the years 2011 to 2014).

With reference to the main claims, the companies involved have challenged the related assessments at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the correctness of their actions.

On April 4, 2022, the TEAC rejected the appeal and the companies are continuing to defend their actions in court (*Audiencia Nacional*).
With regard to the disputes concerning corporate income tax, the issues for which an unfavorable outcome is considered possible amounted to about €135 million at December 31, 2024:

i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses deriving from stock sales (around €88 million) and certain financial expense (around €15 million);
ii) Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial expense (about €26 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €6 million).

In 2021, the Spanish tax authorities completed a new general audit for the years 2015 to 2018.
On October 3, 2024, the TEAC rejected the appeal and the companies continue to defend the correctness of their action in court (*Audiencia Nacional*). With reference to the main claims concerning corporate tax and regarding the deductibility of certain financial expense, the dispute that could produce an adverse ruling amounts to about €229 million at December 31, 2024 (Enel Iberia €216 million; Endesa SA €13 million).

Income tax - Enel Green Power España SLU
On June 7, 2017, the Spanish tax authorities issued a notice of assessment to Enel Green Power España SLU, contesting the treatment of the merger of Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) into Enel Green Power España SLU in 2011 as a tax neutral transaction, asserting that the transaction had no valid economic reason.
On July 6, 2017, the company appealed the assessment at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the appropriateness of the tax treatment applied to the merger. The company has provided the supporting documentation demonstrating the synergies achieved as a result of the merger in order to prove the existence of a valid economic reason for the transaction.
On December 10, 2019, the TEAC denied the appeal and the company is continuing to defend its actions in court (*Audiencia Nacional*).
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2024 was about €33 million.

Tax litigation in Italy

ICI, IMU, TASI – Enel Produzione, Enel Green Power Italia
A tax litigation for land registry matters has developed since 1998. In the first phase, it concerned the inclusion of machinery in the determination of cadastral income to be used for calculating the tax on power plants. Starting from 2016, Law 208/2015 established the exclusion of machinery from the income. The companies have therefore filed the land registry records of the entire plant park to comply with the new provisions and continue to defend their actions in the various levels of judgment, also for the components other than the plants. Since the defeat in court for this litigation is considered probable, a provision for charges on taxes and duties is periodically updated.
The value of the dispute assessed with a possible outcome at December 31, 2024 was about €51 million.

56. Environmental programs

Some Group companies are affected by national or supranational environmental regulatory standards designed to develop the use of environmental protection mechanisms in accordance with the environmental policies of the European Union and global international agreements.

56.1 Terms and nature of environmental programs

The main environmental programs affecting Group companies are summarized in the following table.

Program	Terms of the mechanism	Nature
EU ETS[140]	The scheme, which applies in all EU countries, sets an annual cap on emissions that is being progressively reduced to bring down the total emissions in Europe. The fourth trading period (2021-2030) has been tightened up as part of the EU's contribution to the Paris Climate Agreement. At the annual cap correspond a specific number of allowances (for each authorized industrial plant) that are granted, through participation in auctions or for free, by the competent local authority, freely transferable and traded between operators. The obliged companies shall surrender several allowances equivalent to their polluting emissions for each reporting period.	Mandatory by law "cap and trade" scheme. Within the Group, CO_2 allowances are applicable to the thermal power generation companies operating in Italy and Spain. In those countries in which the Group is engaged in thermal power generation activity, European regulations have required that European Allowances (EUAs) are assigned via auction, and they are not granted for free.
Energy efficiency certificates	The scheme has the objective to reduce the energy consumption by end-users through various measures developed in application of European Union Directives and by national laws. These marketable certificates are issued, over a period of several years, by the competent local authorities to companies that carry out directly or indirectly initiatives/projects to improve energy efficiency. At the end of the period, obliged companies are required to present certificates corresponding to their obligatory energy savings.	Mandatory by law. The Group currently holds energy efficiency certificates in Italy and Spain where the obliged companies are, respectively, electricity distribution and sale companies.
Guarantees of origin (GoOs)	This European scheme has the objective to encourage use of energy produced from renewable sources. These certificates are issued by the competent local authorities to renewable generation plants that meet specific standards. They are marketable and traded, also separately from the electricity to which they refer, during their term of validity until they are cancelled by the issuer at the request of the user of the certificates.	This mechanism currently affects the Group Italian and Spanish sale companies that have an obligation to surrender a certain volume of GoOs depending on the level of sales to customers.
Renewable Energy Certificates (RECs)	These certificates are granted in countries outside Europe to renewable energy generation companies to prove that consumed electricity has been generated in a renewable way. The functioning of this scheme is analogous to European GoOs.	This mechanism is voluntary and currently affects some Group companies in North and Latin America.

56.2 Accounting policies

For the purposes of accounting for charges arising from such regulatory requirements, the Group uses the "net liability approach".
Under this accounting policy:

- any environmental certificates received free of charge and those self-produced as a result of Group's operations that will be used for compliance purposes are recognized at nominal value (nil);
- charges incurred for obtaining (in the market or in some other transaction for consideration) any missing certificates to fulfil compliance requirements for the reporting period are recognized through profit or loss under other operating costs, as they represent "system charges" consequent to compliance with a regulatory requirement;
- if the number of environmental certificates available at the reporting date is not sufficient to fulfill the related obligation (a certificate "deficit"), a provision is accrued under "provisions for risks and charges". Conversely, any "surplus" of certificates purchased at the reporting date is recognized in "inventories" in accordance with the general principles referred to in note 2.2 "Material accounting policies".

Some types of environmental certificates accrue in proportion to:

- electricity generated by plants that use renewable resources (for example, guarantees of origin and renewable energy certificates);
- energy savings certified by the competent authority (energy efficiency certificates).

140 European Emissions Trading System.

In these cases, the right to obtain such certificates can be treated as a non-monetary government operating grant and, as such, the Group recognizes that right at fair value under "other non-current/current non-financial assets". When the certificates are credited to the ownership account, they are reclassified from other assets to inventories.
The corresponding income is recognized under other operating profit.
For Group companies involved in trading activities, environmental certificates represent goods exchanged as part of their normal business activity and, as such, the purchased certificates are recognized under "services and other materials".
Revenue from the sale of such certificates is recognized under revenue, with a corresponding decrease in inventories.
Contracts for the purchase or sale of environmental certificates settled at a future date (for example, forward contracts, etc.) that comply with the definition of derivative are recognized and measured in accordance with the "own use exemption", at fair value through profit or loss, or with hedge accounting rules based on specific circumstances. For further details, please see note 49 "Derivatives and hedge accounting".

56.3 Financial impact

Charges for environmental certificates

The following table reports system charges recognized by obligated Group companies in respect of the certificates necessary to meet compliance obligations for the year based on national and supranational regulations.

Millions of euro	2024	2023	Change	
Charges for environmental certificates				
System charges – Emissions allowances	1,127	2,038	(911)	-44.7%
System charges – Energy efficiency certificates	210	244	(34)	-13.9%
System charges – Guarantees of origin	112	321	(209)	-65.1%
Total	**1,449**	**2,603**	**(1,154)**	**-44.3%**

The decrease in costs for environmental certificates compared with the previous year is mainly attributable to:

- the decrease in charges for emissions allowances in Enel Produzione (€713 million) and the Endesa Group (€198 million) mainly attributable to lower emissions in the period following the decline in the quantity of electricity produced from fossil sources;
- the decrease in charges for guarantees of origin in Enel Energia (€90 million) and the Endesa Group (€118 million) attributable to the increase in the quantity of green energy sold to customers and the decrease in the average prices of guarantees;
- the decrease in charges for energy efficiency certificates in e-distribuzione (€40 million) mainly due to the decrease in certificates acquired and their average price.

The following table reports the quantities of environmental certificates used by Group companies to meet compliance obligations under national and supranational regulations.

	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
	Emissions allowances (thousands of metric tons)		Guarantees of origin (GWh)		Energy efficiency certificates (TOE)	
Opening balance at January 1	**31,237**	**34,494**	**19,233**	**20,565**	**477,835**	**416,174**
Self-produced certificates	–	–	34,468	24,845	45,731	–
Purchases of certificates	10,024	34,699	29,534	28,362	843,435	925,187
Sales of certificates	(1,150)	(2,500)	–	(1,464)	–	–
Certificates delivered for compliance[1]	(25,574)	(35,456)	(60,427)	(53,075)	(820,264)	(863,526)
Closing balance at December 31	**14,537**	**31,237**	**22,808**	**19,233**	**546,737**	**477,835**

(1) Certificates delivered in 2024 and 2023 regard:
- emission allowances and guarantees of origin for compliance in previous periods, in line with the timeframes set by the relevant regulations;
- energy efficiency certificates regarding compliance for the current and previous financial years, in line with the timeframes set by the relevant regulations.

Provisions for environmental certificates

Provisions for risks and charges for environmental certificates include charges in respect of the certificate shortfall for fulfillment of compliance obligations for the year under national and supranational regulations.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Provisions for risk and charges for environmental certificates – current portion		
Emissions allowances	23	33
Energy efficiency certificates	7	3
Guarantees of origin	170	214
Total	**200**	**250**

595

The reduction in provisions for risks and charges (€50 million) is mainly attributable to the decline in the provision for emissions allowances and guarantees of origin. More specifically:

- the provision for emissions allowances only includes charges in respect of the Endesa Group;
- the provision for guarantees of origin regards Enel Energia in the amount of €164 million (€174 million at December 31, 2023) and the Endesa Group for €6 million (€40 million at December 31, 2023).

Changes in provisions for risks and charges for environmental certificates in 2024 are detailed below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Provisions	Uses	Releases	Other changes	at Dec. 31, 2024
Provisions for risk and charges for environmental certificates – current portion						
Emissions allowances	33	21	(32)	–	1	23
Energy efficiency certificates	3	4	–	–	–	7
Guarantees of origin	214	197	(150)	(86)	(5)	170
Total	**250**	**222**	**(182)**	**(86)**	**(4)**	**200**

Income from government grants for environmental certificates

The table reports non-monetary government grants for environmental certificates accrued during the year and certified by the competent authorities. They mainly regard guarantees of origin accrued in proportion to electricity generated by renewable resource plants.

Monetary government grants for energy efficiency certificates are paid by the Energy and Environmental Service Fund (CSEA) to e-distribuzione for energy efficiency certificates purchased in the year.

Millions of euro	2024	2023	Change	
Grants for environmental certificates				
Non-monetary grants – Guarantees of origin	97	111	(14)	-12.6%
Non-monetary grants – Other environmental certificates	3	4	(1)	-25.0%
Total non-monetary grants for environmental certificates	**100**	**115**	**(15)**	**-13.0%**
Monetary grants – Energy efficiency certificates	194	231	(37)	-16.0%
TOTAL	**294**	**346**	**(52)**	**-15.0%**

The decrease in income from grants for environmental certificates compared with the previous year mainly reflects:

- a decrease in non-monetary grants for guarantees of origin, essentially due to the decrease in the average prices of these certificates in Spain (€57 million); the effect was partly offset by an increase in grants in Italy (€42 million) mainly due to the increase in the quantity of energy generated from renewable resources;
- a decrease in monetary grants for energy efficiency certificates (€37 million) recognized by e-distribuzione, mainly due to the decrease in the volume of certificates purchased compared with the previous year, as well a slight decrease in rates.

596

Non-monetary grants to be received for environmental certificates

The following table reports environmental certificates accrued at the end of the year but not yet accredited by the competent authorities to the Group companies that produced them. They are recognized under other current assets and mainly regard guarantees of origin.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Non-monetary grants to be received for environmental certificates		
Guarantees of origin	9	23
Other certificates	1	1
Total	**10**	**24**

The decrease of €14 million is due to the decrease in non-monetary grants to be received for guarantees of origin recorded in Italy and Spain.

Other items

With regard to the impacts of environmental certificates on the other items of the income statement and statement of financial position, please see:

- note 9.a "Revenue from sales and services" for revenue from the sale of environmental certificates;
- note 10.b "Services and other materials" for purchases of environmental certificates not used to meet the year's compliance obligation;
- note 31 "Inventories" for inventories of certificates not used to meet the year's compliance obligation.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

57. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2024.

- *"IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements"*, issued in April 2024. The new standard, regarding the presentation and disclosure in the financial statements, will replace "IAS 1 – Presentation of Financial Statements", introducing new requirements in order to provide users with more relevant and transparent information, focusing on updates relating to the income statement. In detail, the key concepts introduced by IFRS 18 are related to:
  - the structure of the income statement, requiring new and specific subtotals;
  - the requirement to determine the most functional grouping for the presentation of expenses in the income statement;
  - the presentation in a single note within the financial statements of disclosure on the management-defined performance measures, corresponding to subtotals of revenue and costs used in public communications reported outside the financial statements; and
  - improved principles of aggregation and disaggregation of information.

  The standard is effective, subject to endorsement, retrospectively for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"*, issued in May 2024. The new voluntary standard allows eligible subsidiaries to apply reduced disclosures. Subsidiaries are eligible to apply the standard if:
  - they do not have public accountability; and
  - its ultimate or intermediate parent prepares consolidated financial statements available for public use that comply with IFRS Accounting Standards.

  The standard applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.
- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023. The amendments require the application of a consistent approach in determining whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, in determining the exchange rate to be used and the disclosure to be provided. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2025.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 – Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments"*, issued in May 2024. The amendments include new requirements intended to:
  - clarify the date of recognition and derecognition of some financial assets and liabilities, with a new exception for some financial liabilities settled through an electronic cash transfer system;
  - clarify and add further guidance for assessing whether a financial asset meets the solely payments of principal and interest (SPPI) criterion;
  - add new disclosures for certain instruments with contractual terms that can change cash flows (such as some instruments with features linked to the achievement of environment, social and governance (ESG) targets); and
  - update the disclosures for equity instruments designated at fair value through other comprehensive income (FVOCI).

  The amendments will apply, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026.
- *"Annual Improvements Volume 11"*, issued in July 2024. The document contains formal amendments and clarification for existing standards. In detail, the following standards have been modified:
  - *"IAS 7 - Cost method"*; the amendment eliminates the term "cost method", no longer defined in IFRS accounting principles;
  - *"IFRS 9 - Lessee derecognition of lease liabilities"*; the amendment addresses a potential lack of clarity regarding how a lessee accounts for the derecognition of a lease liability by clarifying that any resulting gain or loss should be recognised in profit or loss;
  - *"IFRS 9 - Transaction price"*; the amendment removes the reference in Appendix A of IFRS 9 to the definition of "transaction price" in IFRS 15, since the term is used in a number of paragraphs of IFRS

9 with a meaning that is not necessarily consistent with the definition of that term in IFRS 15;

- *"IFRS 7 - Gain or loss on derecognition"*: the amendment clarifies potential confusion arising from an obsolete reference to a paragraph that was removed from the standard when "IFRS 13 - Fair Value Measurement" was issued;
- *"IFRS 7 - Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price"*: the amendment clarifies an inconsistency between the standard and the related implementation guidelines, which emerged when an amendment, consequent to the issuance of IFRS 13, was made to the standard, but not to the corresponding paragraph of the implementation guidelines;
- *"IFRS 7 - Introduction and credit risk disclosures"*: the amendment addresses potential confusion by clarifying how to apply the relevant application guidance and simplifying some explanations;
- *"IFRS 10 - Determination of a 'de facto agent'"*: the amendment clarifies how an investor must determine whether another person is acting on their behalf;
- *"IFRS 1 - Hedge accounting by a first-time adopter"*: the amendment improves consistency between hedge accounting requirements in IFRS 9 and IFRS 1.

598

Each amendment applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026. Earlier application is permitted.

- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"*, issued in December 2024. The amendments aim to better represent the financial effects arising from certain contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources (e.g. wind and solar). Such contracts involve exposure to the volatility of the underlying quantity of electricity because the source of its generation depends on uncontrollable natural conditions (e.g. weather conditions). Examples provided include both contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources, often structured as long-term agreements (i.e. physical Power Purchase Agreements, PPAs), and financial instruments that refer to this type of electricity (i.e. Virtual Power Purchase Agreements, VPPAs).

  The amendments are as follows:

  - the application of the "own use exception" to physical PPAs is permitted if the company has been, and plans to be, a net purchaser of electricity in the contract period (i.e. purchases of renewable electricity sufficiently offset any sales of unused electricity within the same market);
  - the application of hedge accounting is permitted to Virtual PPAs (i.e. contracts that do not provide for the physical delivery of energy and whose settlement is based on the difference between the market price of energy and the strike price provided for in the contract) or to PPAs for which it is not possible to apply the own use exemption. In particular, such contracts can be used as hedging instruments for a variable nominal amount of forecast electricity transactions, aligned with the variable amount that is expected to be provided by the generation plant to which the hedging instrument refers. If the cash flows of the hedging instrument are conditional on the occurrence of a designated forecasted transaction, it is assumed that the transaction is highly probable;
  - additional disclosure requirements have been introduced to clarify the effects of such contracts on cash flows and financial performance. In addition, specific disclosures are required in the event of adoption of the own-use exception.

  The amendments apply for annual periods beginning on or after January 1, 2026. Earlier application is permitted.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

58. Events after the reporting period

Enel places new €2 billion perpetual hybrid bonds

On January 7, 2025, Enel SpA has successfully launched on the European market new non-convertible, subordinated perpetual hybrid bonds for institutional investors, denominated in euros, for an aggregate amount of €2 billion. The issue is structured in the following two series:

- a €1,000 million bond with annual fixed coupon of 4.250% to be paid until (but excluding) the first reset date of April 14, 2030;
- a €1,000 million bond with annual fixed coupon of 4.5% which will be paid until (but excluding) the first reset date of January 14, 2033.

The issue totaled orders in the amount of about €6.8 billion; the positive response from investors allowed the achievement of an average coupon of 4.375%.

Joint venture Potentia Energy acquires renewable portfolio of over 1 GW in Australia

On February 6, 2025, Potentia Energy, a renewable energy company in which Enel Green Power holds a joint control stake, reached an agreement with CVC DIF and Cbus Super to acquire controlling stakes in a portfolio of over 1 GW of renewable assets across Australia.
The closing of the acquisition is subject to conditions precedent typical for these kinds of transactions, including the approval from Australia's Foreign Investment Review Board (FIRB).

Enel launches a triple-tranche €2 billion sustainability-linked bond in the Eurobond market

On February 17, 2025, Enel Finance International NV launched a sustainability-linked bond for institutional investors in the Eurobond market of a total €2 billion, totaling orders for about €5 billion.
The issue, which has an average duration of approximately six years, has an average coupon lower than 3% and is structured in the following three tranches:

- €750 million at a fixed rate of 2.625%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2028;
- €750 million at a fixed rate of 3%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2031;
- €500 million at a fixed rate of 3.5%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2036.

Enel signs a €12 billion committed revolving credit line

On February 19, 2025, Enel SpA and its subsidiary Enel Finance International NV (EFI) signed a committed, revolving, sustainability-linked credit facility for an amount of €12 billion and a maturity of five years.
This facility replaces the previous credit line that had been signed by Enel and EFI in March 2021, and subsequently amended, with an overall value of €13.5 billion. The cost of the new facility varies on the basis of the *pro-tempore* rating assigned to Enel; based on the current rating, it has a spread of 40 bps above Euribor, with a floor at zero; the commitment fee is equal to 35% of the spread.
The new facility, which has a lower cost than the previous one, can be used by Enel itself and/or EFI, in the latter case with a Parent company guarantee by Enel.

Closing of the acquisition from Acciona Energía of a 626 MW portfolio of hydro plants in Spain

On February 26, 2025, Endesa Generación finalized the acquisition of the entire share capital of Corporación Acciona Hidráulica SL (CAH) from Corporación Acciona Energías Renovables, a company of the Acciona Group, for a total €1 billion. The amount refers to 100% of CAH, equal to the enterprise value, and includes adjustments customary for these kinds of transactions.
The portfolio of plants held by CAH is composed of 34 hydro plants, located in northeastern Spain, for a total installed capacity of 626 MW, most of which can be modulated, which generated around 1.3 TWh in 2023.

59. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2024 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2024 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Millions of euro

Type of service	Entity providing the service	Fees
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.5
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.9
	- entities of the KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.4**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	5.0
	- entities of the KPMG network	6.2
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.2
	- entities of the KPMG network	2.0
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**14.4**
TOTAL		**16.8**

600

前へ 次へ

Separate financial statements

Income Statement

Euro	Notes	2024	of which with related parties	2023	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	110,210,076	*108,726,988*	107,242,614	*107,177,471*
Other income	4.b	10,931,376	*10,005,541*	55,953,225	*12,301,276*
	(Subtotal)	**121,141,452**		**163,195,839**	
Costs					
Purchase of consumables	5.a	472,230	*333,332*	411,658	*230,382*
Services, leases and rentals	5.b	176,611,642	*123,843,456*	201,897,034	*125,570,450*
Personnel expenses	5.c	145,853,420		135,217,154	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	3,585,062,116		718,632,977	
Other operating costs	5.e	13,717,203	*321,670*	47,150,940	*411,287*
	(Subtotal)	**3,921,716,611**		**1,103,309,763**	
Operating loss		**(3,800,575,159)**		**(940,113,924)**	
Income from equity investments	6	6,562,676,857	*6,562,253,256*	4,269,179,595	*4,268,761,567*
Financial income from derivatives	7	550,480,785	*151,027,831*	906,666,335	*421,215,400*
Other financial income	8	547,379,094	*463,709,232*	481,633,806	*386,665,830*
Financial expense from derivatives	7	454,096,754	*247,184,252*	868,999,445	*342,163,853*
Other financial expense	8	951,712,079	*594,980,195*	952,414,076	*449,181,665*
	(Subtotal)	**6,254,727,903**		**3,836,066,215**	
Pre-tax profit		**2,454,152,744**		**2,895,952,291**	
Income taxes	9	(143,822,837)		(135,857,564)	
PROFIT FOR THE YEAR		**2,597,975,581**		**3,031,809,855**	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2024	2023
Profit for the year		**2,597,975,581**	**3,031,809,855**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(69,667,526)	(55,299,318)
Change in the fair value of hedging costs		5,691,741	(45,732)
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined-benefit plans		1,025,912	(5,254,233)
Change in the fair value of equity investments in other companies		543,665	1,239,631
Total other comprehensive income/(loss)	22	**(62,426,308)**	**(59,359,652)**
Comprehensive income/(loss) for the year		**2,535,549,273**	**2,972,450,203**

Statement of Financial Position

Euro

ASSETS	Notes	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	at Dec. 31, 2023	of which with related parties
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	11.040.700		9.325.876	
Intangible assets	11	76.038.873		130.536.624	
Deferred tax assets	12	111.027.875		105.795.799	
Equity investments	13	58.477.671.111		60.917.485.264	
Non-current financial derivative assets	14	179.012.959	*38.744.498*	260.558.273	*17582.012*
Other non-current financial assets	15	4.063.517		9.732.013	
Other non-current assets	16	67.781.550	*56.322.369*	72.985.571	*64.126.969*
	(Total)	**58,926,636,585**		**61,506,419,420**	
Current assets					
Trade receivables	17	196.776.243	*196.137183*	167063.646	*167043.846*
Income tax assets	18	189.187.706		309.389.752	
Current financial derivative assets	14	107.413.717	*3.497.352*	76.246.594	*55.833.206*
Other current financial assets	19	2.677.499.947	*2.164.987799*	6.482.654.926	*5.951.617471*
Other current assets	20	1.181.303.651	*1.144.532.311*	1.581.057.389	*1.552.330.980*
Cash and cash equivalents	21	2.120.979.729		1.122.155.615	
	(Total)	**6,473,160,993**		**9,738,567,922**	
TOTAL ASSETS		**65,399,797,578**		**71,244,987,342**	

Euro

LIABILITIES AND EQUITY	Notes	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	at Dec. 31, 2023	of which with related parties
Equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Treasury share reserve		(78,488,831)		(59,391,451)	
Equity instruments – perpetual hybrid bonds		7,145,440,752		6,553,164,779	
Other reserves		11,744,653,163		11,785,045,273	
Retained earnings/(loss carried forward)		6,995,391,684		8,591,640,579	
Profit for the year[1]		412,139,393		845,973,667	
TOTAL EQUITY	22	**36,385,816,107**		**37,883,112,793**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	23	17,345,071,030	*14,141,712,688*	17,855,165,462	*14,274,103,557*
Employee benefits	24	112,028,460		120,706,096	
Non-current portion of provisions for risks and charges	25	14,817,397		20,741,948	
Deferred tax liabilities	12	32,568,605		43,103,814	
Non-current financial derivative liabilities	14	581,486,286	*90,727,154*	619,923,490	*104,107,038*
Other non-current liabilities	26	17,207,167	*8,532,511*	20,538,647	*8,512,767*
	(Subtotal)	**18,103,178,945**		**18,680,179,457**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	23	6,410,053,437	*6,305,554,497*	8,631,664,059	*8,461,461,359*
Current portion of long-term borrowings	23	567,396,256	*132,390,869*	1,179,258,322	*132,390,869*
Current portion of provisions for risks and charges	25	13,889,336		9,194,092	
Trade payables	27	131,515,810	*81,350,389*	134,532,360	*86,850,266*
Current financial derivative liabilities	14	101,826,471	*66,420,147*	105,519,013	*19,558,734*
Other current financial liabilities	28	178,340,384	*98,154,930*	226,230,895	*110,995,822*
Other current liabilities	30	3,507,780,832	*551,024,280*	4,395,296,351	*824,782,216*
	(Subtotal)	**10,910,802,526**		**14,681,695,092**	
TOTAL LIABILITIES		**29,013,981,471**		**33,361,874,549**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**65,399,797,578**		**71,244,987,342**	

(1) Profit for the year of €2,598 million (€3,032 million in 2023) is reported net of the interim dividend of €2,186 million (€2,186 million in 2023).

Statement of Changes in Equity (note 22)

Euro	Share capital	Share premium reserve	Negative treasury share reserve	Equity instruments reserve – perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993
At January 1, 2023	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**
Purchase of treasury shares	-	-	(21,028,919)	-	-	-
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-
Issue of own shares	-	-	8,715,392	-	-	-
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	985,687,315	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2022 profit						
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-
2023 interim dividend[1]	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year						
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
Profit for the year	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2023	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(59,391,451)**	**6,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**
Purchase of treasury shares	-	-	(25,916,845)	-	-	-
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-
Issue of own shares	-	-	6,819,465	-	-	-
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	592,275,973	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2023 profit						
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-
2023 interim dividend[2]	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year						
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
Profit for the year	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2024	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(78,488,831)**	**7,145,440,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**

(1) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024.
(2) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025.

Other reserves	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial assets FVOCI	Actuarial reserve	Retained earnings	Profit for the year	Total equity
137,486,133	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**38,342,244,228**
21,073,852	-	-	-	-	(25,643,550)	-	**(25,598,617)**
(3,311,691)	-	-	-	-	-	-	**(3,311,691)**
(8,804,646)	-	-	-	-	9,072,425	-	**8,983,171**
-	-	-	-	-	-	-	**985,667,315**
-	-	-	-	-	(181,768,696)	-	**(181,768,696)**
-	-	-	-	-	-	(2,033,335,989)	**(2,033,335,989)**
-	-	-	-	-	123,434,990	(123,434,990)	**-**
-	-	-	-	-	2,968,689,739	(2,967,258,980)	**1,430,759**
-	-	-	-	-	2,168,298	(2,185,836,188)	**(2,183,667,890)**
-	(55,299,318)	(45,732)	1,239,631	(5,254,233)	-	-	**(59,359,652)**
-	-	-	-	-	-	3,031,809,855	**3,031,809,855**
146,443,648	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**8,591,640,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**
25,916,845	-	-	-	-	(21,347,147)	-	**(21,347,147)**
2,936,818	-	-	-	-	-	-	**2,936,818**
(6,819,465)	-	-	-	-	6,607,463	-	**6,607,463**
-	-	-	-	-	-	-	**592,275,973**
-	-	-	-	-	(246,412,117)	-	**(246,412,117)**
-	-	-	-	-	(1,525,001,992)	(660,834,196)	**(2,185,836,188)**
-	-	-	-	-	181,768,696	(181,768,696)	**-**
-	-	-	-	-	5,539,073	(3,370,775)	**2,168,298**
-	-	-	-	-	2,597,129	(2,185,836,188)	**(2,183,239,059)**
-	(69,687,626)	5,691,741	543,665	1,025,912	-	-	**(62,426,308)**
-	-	-	-	-	-	2,597,975,581	**2,597,975,581**
168,477,846	**(148,836,651)**	**2,236,718**	**3,615,842**	**(25,637,143)**	**6,995,391,684**	**412,139,393**	**36,385,816,107**

Statement of Cash Flows

Euro	Notes	2024	of which with related parties	2023	of which with related parties
Pre-tax profit		**2,454,152,744**		**2,895,952,291**	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	5,d	3,585,112,792		718,632,977	
Exchange gains/(losses) on foreign currency assets and liabilities		48,827,789		13,686,853	
Accruals to provisions		22,606,923		6,957,494	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(6,562,676,857)	*(6,562,253,256)*	(4,269,179,595)	*(4,268,761,567)*
Net financial (income)/expense		247,790,219	*227,474,681*	411,222,943	*(16,527,553)*
Cash flows used in operating activities before changes in net working capital		**(204,186,390)**		**(222,727,037)**	
Increase/(Decrease) in provisions		(32,513,866)		(28,866,530)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	(31,037,710)	*(29,093,337)*	111,147,807	*113,669,287*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		1,760,348,827	*468,923,364*	1,012,405,770	*(822,418,837)*
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(3,016,550)	*(5,499,877)*	(19,946,322)	*(10,182,788)*
Interest income and other financial income collected		812,527,191	*552,991,209*	1,080,902,064	*644,093,507*
Interest expense and other financial expense paid		(1,144,314,285)	*(682,834,924)*	(1,460,144,722)	*(637,676,049)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	6,325,067,380	*6,324,645,491*	3,851,190,666	*3,850,786,914*
Income taxes paid		(1,792,730,598)		(47,114,592)	
Cash flows from operating activities (a)		**5,690,143,999**		**4,276,847,104**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(34,558,947)		(47,401,080)	
Investments in equity investments	13	(1,050,537,331)	*(1,050,537,331)*	(1,608,039,876)	*(1,608,039,876)*
Disinvestments from extraordinary transactions		-		648,514,204	*648,514,204*
Cash flows used in investing activities (b)		**(1,085,096,278)**		**(1,006,926,752)**	
New long-term borrowing	23	-		2,201,106,190	*2,000,032,661*
Repayments of long-term borrowings	23	(1,179,394,903)	*(132,390,869)*	(2,803,055,864)	*(1,332,805,452)*
Net change in long-term borrowings/(loan assets)		674,968,967		265,084,305	*1,200,109,945*
Repayment of short-term borrowings[(i)]		(4,500,000,000)	*(4,500,000,000)*	(3,025,000,000)	*(3,025,000,000)*
Use of short-term borrowings[(i)]		3,000,000,000	*3,000,000,000*	4,500,000,000	*4,500,000,000*
Net change in short-term borrowings/(loans assets)[(i)]		2,446,048,810	*3,117,881,919*	(4,846,850,065)	*(5,481,272,340)*
Dividends and interim dividends paid	22	(4,366,954,626)		(4,090,667,883)	
Issue of perpetual hybrid bonds	22	889,699,972		1,737,237,500	
Redemption of perpetual hybrid bonds	22	(297,424,000)		(751,550,185)	
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	22	(246,412,117)		(181,768,696)	
Purchase of treasury shares	22	(26,755,710)		(20,173,002)	
Cash flows used in financing activities (c)		**(3,606,223,607)**		**(7,015,637,700)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**998,824,114**		**(3,745,717,348)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	1,122,155,615		4,867,872,963	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	2,120,979,729		1,122,155,615	

(1) The figure for 2023 has been restated to improve presentation.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the separate financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the *Mercato Telematico Azionario* (Electronic Stock Exchange) organized and operated by Borsa Italiana SpA.
There were no changes in the company name in 2024.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.

As the Parent, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group as at and for the year ended December 31, 2024, which are published in a separate document.
The publication of these separate financial statements was approved by the Board of Directors on March 13, 2025.
These separate financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

These separate financial statements for the year ended December 31, 2024 represent the separate financial statements of the Parent, Enel SpA, and have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".
These separate financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The separate financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Company; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Company.
The income statement classifies costs on the basis of their nature.
The statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities. More specifically, the statement of cash flows is presented on a gross basis and does not include non-cash transactions. For more information on cash flows in the statement of cash flows, please see the section "Cash flows" in the Report on Operations.
The separate financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement criteria for the individual items, and non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower between their carrying amount and the fair value less costs to sell.
The separate financial statements are presented in euro, the functional currency of the Company, and the figures shown in the notes are reported in millions of euro unless stated otherwise.
The separate financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgments

Preparing these separate financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amounts of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the year in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the separate financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

The information included in the financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

Use of estimates

Recoverability of equity investments

The Company assesses the presence of evidence of impairment of each equity investment at least once a year, consistent with its strategy for managing the legal entities within the Group. If such evidence is found, the assets involved undergo impairment testing. The processes and procedures for determining the recoverable amount of each equity investment are based on assumptions that can be complex and whose nature requires management to use its judgment, especially as regards the identification of evidence of impairment, the forecasting of future profitability over the horizon of the Group Business Plan, the determination of the normalized cash flows underlying the estimation of terminal value and the determination of long-term growth rates and discount rates applied to forecasts of future cash flows.

Impairment of non-financial assets

Assets such as property, plant and machinery and intangible assets are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs to sell and their value in use.

The recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36, which are discussed in greater detail in the appropriate notes to the separate financial statements.

In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion, i.e. the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments of the time value of money and the risks specific to the asset.

Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions of such amounts could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.

Furthermore, in line with its business model and in the context of the energy transition process, the Company has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, where necessary, the Company has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.

Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in the applicable notes.

Expected credit losses on financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in the scope.

Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Company's past history, existing market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.

The expected credit loss (ECL), determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD), is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

For additional details on the general simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 31 "Financial instruments".

Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for such assets, the Company mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.

For trade receivables and contract assets the Company mainly applies a collective approach based on grouping the receivables into specific clusters. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk does the Company apply an analytical approach.

Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.

For additional details on the key assumptions and inputs used please see note 31 "Financial instruments".

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured. In accordance with IFRS 13, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, applying the method indicated in note 34 "Fair value measurement". Changes in the assumptions made in estimating the input date could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Company's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.

The expenses and liabilities of such plans are calcu-

lated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare costs.
These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For further details on the main actuarial assumptions, please refer to note 24 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 25 "Provisions for risks and charges". Note 39 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent liabilities for the Company.

Litigation

The Company is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Company, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is more likely than not and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Company uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Company estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain entity-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Company is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Company's approach to determining an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk-free rate, which considers the cash flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying parent or other guarantee;
- the lease-related adjustments, in order to reflect in the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

Income taxes

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2024, the separate financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits to be reversed in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future income sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to determine the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable income together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Company should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to the income statement in the year in which this circumstance arises.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.
For more detail on deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 12 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Company considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g. safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.
Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Company has taken account of its commitment under the Paris Agreement.

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Company is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Company the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors also in respect of voting or appointing directors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.) and other legal provisions.[4] These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Company holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Company considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Company re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of *de facto* control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control.
Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
The Company re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

4. Public Statement ESMA 24 October 2024 – Priority 2: Accounting policies, judgements, significant estimates (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Company exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.

In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

The Company re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.

To determine whether a sale is highly probable, the Company considers whether:

- management has committed to a plan to sell the asset (or disposal group), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Company's control and there is sufficient evidence that the Company remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.

For the purpose of evaluating the contractual cash-flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.

The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For more details, please see note 31 "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies of the Company.

Accordingly, at the inception of the transaction the Company documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, are evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

For more details on the key assumptions used in assessing effectiveness and measuring the ineffective portion of hedges, see note 31.1 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires a strong professional judgments for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Company operates;

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine where the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

Uncertainty over income tax treatments

The Company determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments.

The Company makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

2.2 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company.

Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries, associates and joint ventures

The Company controls an entity when it is exposed to or has rights to variable returns deriving from its involvement, regardless of the nature of their formal relationship, and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns. For more information on the definition of control, please see section "Determination of the existence of control" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Associates comprise those entities in which the Company has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.

Joint ventures are joint arrangements over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control means sharing control of an arrangement, which only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.

Equity investments in subsidiaries, associates and joint ventures are measured at cost. Cost is adjusted for any impairment losses, which are reversed where the reasons for their recognition no longer obtain. The carrying amount resulting from the reversal may not exceed the original cost.

Where the loss pertaining to Enel SpA exceeds the carrying amount of the investment and the Company is obligated to perform the legal or constructive obligations of the investee or in any event to cover its losses, the excess with respect to the carrying amount is recognized in liabilities in the provision for risks and charges.

In the case of a disposal, without economic substance, of an investment to an entity under common control, any difference between the consideration received and the carrying amount of the investment is recognized in equity.

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.
Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).
Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date that the fair value was determined.
Any exchange differences are recognized through profit or loss.
In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Company initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by the IFRS, the Company applies IFRS 13.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability.
In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Company has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.
The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are interested but not forced or otherwise compelled to do so.
When measuring fair value, the Company considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Company itself;
- for groups of financial assets and financial liabilities with offsetting positions in market risk or credit risk, managed on the basis of an entity's net exposure to such risks, see note 34.1 "Assets measured at fair value in the statement of financial position" and note 34.2 "Liabilities measured at fair value in the statement of financial position", for more details.

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Company uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred for a part of the asset will flow to the Company and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
Property, plant and equipment, net of its residual value,

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.
The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

	Depreciation period
Leasehold improvements	Shorter of the term of the contract and residual useful life
Civil buildings	40 years
Other assets	7 years

Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Leases

At inception of a contract, the Company assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
The Company recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset represents a lessee's right to use an underlying asset for the lease term; it is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets. If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Company at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Company will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Company uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Company applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. As an example, the Company has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Company, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost and are recognized as an intangible asset only when the Company can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible asset and that it has intention, ability and resources to complete the asset in order to use or sell it.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.

Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on the estimation of useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.

The Company's intangible assets have a finite useful life.
Intangible assets comprise application software owned by the Company with an expected useful life of between three and five years.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 - Impairment of assets" at each reporting date, property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).
Intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for impairment annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of each asset involved is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the most recent Group Business Plan. For more on the estimation of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The recoverable amount is calculated for an individual asset unless that asset is not capable of generating incoming cash flows that are largely independent of those generated by other assets or groups of assets.
If the carrying amount of an asset is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses".
If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer obtain, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial instruments: presentation" and "IFRS 9 - Financial instruments".
A financial asset or liability is recognized when, and only when, the Company becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. trade date).
Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Company applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Company initially measures financial assets other than the trade receivables noted above at their fair value plus, in the case of a financial asset not recognized at fair value through profit or loss, transaction costs.
Financial assets are classified at initial recognition as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:

- the Company's business model for managing financial assets, that is how it manages its financial assets in order to generate cash flows (whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in three categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and

whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) – Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Company may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- contingent considerations.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes listed equity investments which the Company had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.
The Company has adopted an impairment model, developed in compliance with IFRS 9, which is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.
For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Company adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the receivable, generally equal to 12 months.
For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Company applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.
The Company recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.
For more information on the impairment of financial assets, please see note 31 "Financial instruments".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
For the purposes of the statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at the reporting date.[5]

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Company becomes a party to the

5. Public Statement ESMA October 24, 2024 – Priority 1: Liquidity considerations (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:

- financial liabilities, held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term;
- derivative financial instruments entered into by the Company that are not designated as hedging instruments as defined by IFRS 9;
- financial liabilities that qualify as contingent consideration.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Company has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Company has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Company recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.
Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.
When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.
All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.
Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Company intention to hold the financial instrument until maturity or not.
For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 33.1 "Hedge accounting".

Offsetting financial assets and liabilities

The Company offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts, and
- there is the intention of either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

In compliance with IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.
For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Employee benefits

Post employment and other long-term benefits

In compliance with IAS 19, the Company determines, separately for each plan, the liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment and other long-term benefits accrued during the employment period. The Company uses actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and calculates the present value of the plans using an appropriate discount rate.
The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the plan assets exceed the present value of the related defined-benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.
As regards the liabilities/(assets) of defined-benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) are recognized by the Company in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.
The Company is also involved in defined-contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

In compliance with IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Company's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.
Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the Company can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the Company recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments

The Company undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer and General Manager and for key management personnel.
The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met. In compliance with IFRS 2, the monetary component is classified as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit. In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 35 "Share-based payments".
For the equity component, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in equity, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to Enel of the number of equity

instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied at the vesting date.
Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred.
Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

In compliance with IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and the risks for which the expected future cash flows have not been adjusted.
If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor (i.e. the unwinding of the discount) is recognized as a financial expense.
When the Company expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Provisions do not include liabilities to reflect uncertainties in income tax treatments that are recognized as tax liabilities.
Changes in estimates of accruals to the provisions are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.

Revenue from contracts with customers

The Company recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration to which the Company expects to be entitled in exchange for those goods or services using a five-step model provided for in IFRS 15:
- identify the contract with the customer (step 1);
- identify the performance obligations in the contract (step 2);
- determine the transaction price (step 3);
- allocate transaction price, at contract inception, to each separate performance obligation (step 4);
- recognize revenue (step 5).

The Company recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:
- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method.
Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Company and the amount can be reliably measured.
Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

In compliance with "IFRS 9 - Financial instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.
Dividends and interim dividends payable to the Company's shareholders are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 – Uncertainty over income tax treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "income tax liabilities" net of payments on account, or under "tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.

In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.

Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax liabilities and assets

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at end of the reporting period.

Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of an asset or liability in a transaction which is not a business combination, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit, and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (ii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and interests in joint ventures, when the Company can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining 'uncertainty', it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term 'probable' is defined as 'more likely than not'), then the Company recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.

Conversely when the Company feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Company reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.

For more information on uncertainty over tax treatments please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Company presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

Guarantee contracts

Financial guarantee contracts are initially measured and recognized at fair value by the Company in compliance with "IFRS 9 – Financial instruments". Subsequently, guarantees are measured at the higher of:

- the amount of the expected credit loss (ECL) allowance determined in accordance with IFRS 9; and
- the amount initially recognized less, when appropriate, the cumulative amount of income recognized in accordance with IFRS 15.

These provisions also apply to commercial guarantee contracts that do not represent insurance contracts because they do not transfer significant insurance risks to the issuer and meet the conditions to be recognized and measured as financial instruments under IFRS 9.

2.3 Climate change disclosures

Enel is committed to developing a business model in line with the Paris Agreement (COP21) goals in order to limit the average global temperature increase to below 1.5 °C and to achieve zero emissions by 2040, promoting the key role of electricity as an energy carrier to drive the transition to a "Net Zero" global economy by 2050. Through its business strategy, the Group is committed to define the drivers and the investments necessary to develop climate change mitigation and adaptation actions throughout its value chain.

Zero emissions ambition: the decarbonization plan for mitigation of climate changes

The commitment to fighting climate change is an integral part of Enel's strategy, both in the short term as well as in the long term, by means of a decarbonization plan that covers both direct as well as indirect emissions along the entire value chain. This strategy, which is based on four objectives certified by the Science Based Targets initiative (SBTi), in line with the limitation of global warming to 1.5 °C, is concentrated on the following business lines of action.

Decarbonization of the energy mix: development of new renewable capacity and simultaneous exit from thermal generation by 2040. In this sense, the Group confirms its goal to phase out coal-fired generation by 2027, subject to approval from the relevant authorities, converting the sites to other uses. These objectives can be reached also due to the absence of blocked emissions associated with the Group's activities that could therefore delay and/or block the business commitments to close the plants.

Push toward electrification and phase-out of retail gas: development of electricity technologies that are more efficient and convenient for consumers, promoting the electrification of uses and the progressive minimization of the gas portfolio of customers over the medium and long term.

Grid development and enhancement: reinforcement of the role of grids with an investment plan aimed at increasing resilience, digitalization and flexibility to support the connection of millions of customers and prosumers and balance the intermittent energy supply generated directly by renewable plants.

The investments supporting the transition plan are an integral part of the Group's Strategic Plan, including the alignment with the decarbonization objectives and the criteria of EU Taxonomy.

For more information on financial implications of climate change-related topics, see note 2.1 "Use of estimates and management judgments" and the notes relating to specific items.

2.4 Minimum tax

The Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules), which are intended to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax in each jurisdiction in which they operate, have been enacted or substantially enacted in certain jurisdictions in which the Enel Group operates. Directive 2022/2523/EU on ensuring a global minimum level of taxation for multinational groups was implemented in Italy by Legislative Decree 209 of December 27, 2023.

In general, the rules envisage the application of a "top-up" tax to the excess profit in a jurisdiction to bring the effective tax rate on that income up to a minimum of 15%.

For this purpose, the Group has conducted an assessment of its potential exposure to the top-up tax in such jurisdictions, which found that there are a limited number of circumstances in which the effective tax rate is below 15%.

On the basis of this assessment, the potential top-up tax that the Enel Group will have to pay as the difference between the effective tax rates calculated per jurisdiction based on the GloBE Rules and the minimum rate of 15% will not have a significant impact.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In application of the provisions of the amendment of "IAS 12 - International Tax Reform – Pillar II Model Rules", the Group has applied the mandatory temporary exemption to requirements regarding deferred taxes deriving from the application of Pillar II. The Group will recognize the taxes emerging from the application of the rules as current taxes when they are incurred (see note 12 "Deferred tax assets and liabilities").

3. New and amended standards and interpretations

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2024:

- *"Amendments to IAS 7 – Statement of cash flows and IFRS 7 – Financial Instruments Disclosures: Supplier Finance Arrangements"*, issued in May 2023. The amendments clarify the characteristics of supplier finance arrangements (SFAs) and require the provision of additional disclosures to enable users of financial statements to evaluate the impact of such arrangements on liabilities, cash flows and exposure to liquidity risk. The amendments also clarify that these arrangements provide the entity with extended payment terms, or the entity's suppliers with early payment terms, compared to the related payment due date. The amendments to IAS 7 provide a list of disclosures, to be reported in aggregate form, for SFAs with similar characteristics.
  The amendments to IFRS 7 add SFAs to the list of factors that could be considered when providing required disclosures on liquidity risk management, and include such arrangements as a possible source of concentration of liquidity risk. The IASB does not require disclosure of comparative information or disclosure of opening balances during the first year of application.
- *"Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the amendments eliminate the requirement that the right to defer be unconditional and clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about the exercise of the right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the liability at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance with those terms until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services. In this regard, terms of a liability that could, at the option of the counterparty, result in its settlement by the transfer of the entity's own equity instruments (e.g. conversion options) do not affect its classification as current or non-current if, applying IAS 32, the entity classifies the option as an equity instrument, recognizing it separately from the liability.
- *"Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. The amendments are intended to:
  - clarify that the classification of a liability as current or non-current is subject to any covenants, present in the arrangement if an entity is required to comply with the covenant on or before the end of the reporting period; and
  - improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants. Specifically, the amendments require disclosures that enable users of financial statements to understand the risk that the liabilities could become repayable within 12 months after the reporting period, including: (i) information about the covenants (including the nature of the covenants and when the entity is required to comply with them) and the carrying amount of related liabilities; (ii) facts and circumstances, if any, that indicate the entity may have difficulty complying with the covenants.
- *"Amendments to IFRS 16 - Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments specify the criteria that the seller-lessee shall use in measuring the liability arising from a sale and leaseback transaction in order to ensure that the seller-lessee does not recognize any amount of the gain or loss that relates to the right of use retained by the seller-lessee.
  Specifically, IFRS 16 requires the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset in respect of the

retained right-of-use and, consequently, to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor. Moreover, the amendments apply to sale and leaseback transaction in which lease payments include variable payments that do not depend on an index or rate.

The application of these amendments has not had a material impact in these financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – *€110 million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Group companies	109	107	2
Third parties	1	-	1
Total revenue from sales and services	**110**	**107**	**3**

Revenue from sales and services includes management services provided to the subsidiaries within the management and coordination role as Parent Company (€76 million), IT services (€29 million) and other services (€5 million).

The increase of €3 million reflected the increase in revenue from management services (€11 million), offset by the decrease in revenue from IT services (€7 million) and other services (€1 million).

Revenue from sales and services breaks down by geographical segment as follows:

- €60 million in Italy (€52 million in 2023);
- €16 million in the European Union (€18 million in 2023);
- €34 million in other countries (€37 million in 2023).

4.b Other income – *€11 million*

"Other income" mainly includes the billing of costs for Enel SpA personnel seconded to other Group companies (€8 million), and to Fondazione Centro Studi Enel and Enel Cuore Onlus (a total €2 million). In 2023 the item included the capital gain of €43 million, on the sale of the interest held in the joint venture Rusenergosbyt LLC.

Costs

5.a Purchase of consumables

Costs for the purchase of consumables did not change significantly on the previous year.

5.b Services, leases and rentals – *€177 million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Services	170	197	(27)
Leases and rentals	7	5	2
Total services, leases and rentals	**177**	**202**	**(25)**

Costs for services include costs for services provided by third parties in the amount of €55 million (€75 million in 2023) and by Group companies in the amount of €115 million (€122 million in 2023).
Costs for services provided by third parties decreased by €20 million, reflecting a decrease in costs for system services (€23 million), partly offset by the increase in costs for advertising and sponsorship (€4 million).

Costs for services provided by Group companies decreased by €7 million, due to the decrease in costs for system services (€6 million) and management services (€2 million).
Costs for leases and rentals are represented by lease costs for assets owned by the subsidiary Enel Italia SpA (€5 million) and costs for operating leases (€2 million).

5.c Personnel expenses – *€146 million*

Millions of euro	Notes	2024	2023	Change
Wages and salaries		93	87	6
Social security contributions		28	26	2
Post-employment benefits	24	8	7	1
Other long-term benefits	24	1	(3)	4
Share-based payments		4	2	2
Other costs and other incentive plans		12	16	(4)
Total personnel expenses		**146**	**135**	**11**

Personnel expenses increased by €11 million compared with 2023, mainly attributable to the increase in the average number of employees and the headcount.

The table below shows the average number of employees by category, compared with the previous year, and the actual number of employees at December 31, 2024.

	Average number			Headcount
No.	2024	2023	Change	at Dec. 31, 2024
Managers	184	165	19	189
Middle managers	593	488	105	668
White collar	271	249	22	273
Total	**1,048**	**902**	**146**	**1,130**

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – *€3,585 million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Depreciation	5	4	1
Amortization	83	47	36
Impairment losses	3,497	668	2,829
Reversals of impairment losses	-	-	-
Total depreciation, amortization, and impairment losses	**3,585**	**719**	**2,866**

The item came to €88 million and includes depreciation of €5 million and amortization of €83 million.
Impairment losses include impairment losses on the equity investments held in the subsidiaries Enel Holding Finance Srl (€2,587 million), Enel Finance International NV (€862 million), as a result of the impairment test carried out after the partial distribution of available capital reserves, and Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA (€47 million).
The item also includes impairment losses and reversals of trade and other receivables totaling €1 million.
For details on the criteria used to determine the impairment losses, see note 13 "Equity investments" below.

5.e Other operating costs – *€14 million*

Other operating costs decreased by €33 million. In 2023, the item reflected the waiver of receivables of the Company and other Group companies in respect of Enel Generación Costanera SA in the amount of €21 million and uncollected receivables due from Rusenergosbyt LLC (€11 million).

6. Income from equity investments – *€6,563 million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Dividends from subsidiaries	**6,562**	**4,269**	**2,293**
Enel Américas SA	399	88	311
Enel Chile SA	216	285	(69)
Enel Finance International NV	1,075	-	1,075
Enel Global Trading SpA	1,103	-	1,103
Enel Green Power SpA	166	-	166
Enel Grids Srl	-	267	(267)
Enel Holding Finance Srl	3,225	-	3,225
Enel Iberia SRLU	375	1,415	(1,040)
Enel Italia SpA	-	2,214	(2,214)
Enelpower Srl	3	-	3
Dividends from joint ventures	**1**	**-**	**1**
Empresa Propietaria de la Red SA	1	-	1
Total income from equity investments	**6,563**	**4,269**	**2,294**

The item regards dividends approved by subsidiaries, associates and other companies, up by €2,294 million compared with 2023, mainly reflecting:

- the distribution of available reserves by the subsidiaries Enel Holding Finance Srl in the amount of €3,225 million and the Dutch company Enel Finance International NV in the amount of €1,075 million;
- the distribution of dividends by Enel Global Trading SpA in the amount of €1,103 million;
- a decrease in the distribution of dividends by Enel Iberia SRLU in the amount of €1,040 million.

Enel Italia SpA and Enel Grids Srl did not approve any dividend distribution.

At year end, outstanding interim dividends for 2024 included those approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€300 million), Enel Américas SA (€294 million) and Enel Chile SA (€35 million), which were collected in January and February 2025.

7. Net financial income/(expense) from derivatives – *€96 million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	**401**	**762**	**(361)**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	401	762	(361)
- on behalf of Enel SpA:	**149**	**145**	**4**
- income from cash flow hedge derivatives	130	121	9
- income from derivatives at fair value through profit or loss	19	24	(5)
Total income from derivatives	**550**	**907**	**(357)**
Expense from derivatives			
- on behalf of Group companies:	**398**	**766**	**(368)**
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	398	766	(368)
- on behalf of Enel SpA:	**56**	**103**	**(47)**
- expense from cash flow hedge derivatives	36	67	(31)
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	20	36	(16)
Total expense from derivatives	**454**	**869**	**(415)**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**96**	**38**	**58**

Net financial income from derivatives on interest and exchange rates came to €96 million (€38 million in 2023).

The increase of €58 million reflects the decrease in net financial expense on cash flow hedge derivatives (€40 million), the decrease in net financial expense on derivatives at fair value through profit or loss (€11 million), entered into on behalf of Enel SpA, and the decrease in net financial expense on derivatives entered into on behalf of Group companies (€7 million).

Net financial income/(expense) recognized in 2024 on both cash flow hedge derivatives and on derivatives at fair value through profit or loss mainly regard hedges on exchange rate risk.

For more details on derivatives, see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Net other financial income/(expense) – *€(404) million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on short-term financial assets	348	235	113
Total	**348**	**235**	**113**
Exchange gains	14	32	(18)
Other	186	214	(28)
Total	**200**	**246**	**(46)**
Total other financial income	**548**	**481**	**67**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	145	163	(18)
Interest expense on bonds	140	240	(100)
Interest expense on other borrowings	594	449	145
Total	**879**	**852**	**27**
Exchange losses	64	32	32
Interest expense on defined-benefit plans and other long-term employee benefits	5	6	(1)
Financial expense on debt management transactions	-	7	(7)
Other	4	55	(51)
Total	**73**	**100**	**(27)**
Total other financial expense	**952**	**952**	**-**
NET OTHER FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(404)**	**(471)**	**67**

Other financial income amounted to €548 million, an increase of €67 million on 2023, mainly reflecting:

- an increase of €113 million in interest income on short-term financial assets;
- a decrease of €18 million in exchange gains, mainly reflecting developments in exchange rates associated with net debt denominated in currencies other than the euro;
- a decrease of €28 million in other interest income on guarantees issued on behalf of Group companies.

Other financial expense amounted to €952 million, and did not change compared with 2023.
The increase in financial expense on other borrowings (€145 million) and in exchange losses (€32 million) was offset by the decrease in interest expense on bonds (€100 million) and bank borrowings (€18 million), lower charges on guarantees from third parties (€51 million) and lower financial expense on debt management transactions.

9. Income taxes – *€(144) million*

Millions of euro	2024	2023	Change
Current taxes	(148)	(141)	(7)
Deferred tax income	1	-	1
Deferred tax expense	3	5	(2)
Total taxes	**(144)**	**(136)**	**(8)**

Income taxes for 2024 showed a benefit of €144 million, mainly as a result in the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with pre-tax profit due to the exclusion of 95% of the dividends received from the subsidiaries and the deductibility of Enel SpA's interest expense for the Group in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Consolidated Income Tax Code).

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro	2024	%	2023	%
Pre-tax profit	2,454		2,896	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**589**	**24.0%**	**695**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(536)	-21.8%	(973)	-33.6%
- dividends on equity investments, not collected	(8)	-0.3%	(5)	-
- uses of provisions	(13)	-0.5%	(12)	-0.4%
- other	(1,072)	-43.7%	(47)	-1.6%
Tax increases:				
- impairment losses/(gains) for the year	839	34.2%	145	5.0%
- accruals to provisions	11	0.4%	12	-
- prior-year expense	1	-	8	0.3%
- other	7	0.3%	7	0.2%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(182)**	**-7.4%**	**(170)**	**-5.9%**
Foreign taxes	**(10)**	**-0.4%**	**39**	**-**
Difference on estimated income taxes from prior years	**21**	**0.9%**	**-**	**-**
Withholdings on dividends from foreign equity investments	**23**	**0.9%**	-	-
Total deferred tax items	**4**	**0.2%**	**4**	**0.1%**
- of which changes for the year	*4*		*5*	
- of which difference of prior-year estimates	-		*(1)*	
TOTAL INCOME TAXES	**(144)**	**-5.9%**	**(127)**	**-5.7%**

Information on the Statement of Financial Position

Assets

10. Property, plant and equipment – *€11 million*

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	1	6	3	5	35	42	-	92
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
Balance at Dec. 31, 2022	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**
Capital expenditure	-	-	-	-	3	-	-	3
Entry into service	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	-	-	-	(4)	(1)	-	(5)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	**-**	**(2)**
Cost	1	6	3	5	38	42	-	95
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
Balance at Dec. 31, 2023	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**
Capital expenditure	-	-	-	-	5	-	-	5
Entry into service	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	-	-	-	(3)	-	-	(3)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**	**-**	**2**
Cost	1	6	3	5	43	42	-	100
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(34)	(42)	-	(89)
Balance at Dec. 31, 2024	**1**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**11**

Property, plant and equipment totaled €11 million, an increase of €2 million on December 31, 2023 reflecting the positive balance between capital expenditure for 2024 (€5 million) and depreciation recognized (€3 million).

11. Intangible assets – *€76 million*

Intangible assets, all of which have a finite useful life, break down as follows.

Millions of euro	Industrial patents and intellectual property rights	Other intangible assets under development	Total
Balance at Dec. 31, 2022	**76**	**57**	**133**
Investments	4	41	45
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(47)	-	(47)
Total changes	**(43)**	**41**	**(2)**
Balance at Dec. 31, 2023	**33**	**98**	**131**
Investments	-	28	28
Assets entering service	97	(97)	-
Amortization	(83)	-	(83)
Total changes	**14**	**(69)**	**(55)**
Balance at Dec. 31, 2024	**47**	**29**	**76**

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €47 million (€33 million in 2023), mainly regard costs incurred in purchasing applications software. Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's residual useful life (three years on average).

Other intangible assets under development amounted to €29 million, a decrease of €69 million, mainly due to past investments entered in operation related to IT projects, digital development projects for the computerization of business processes, compliance and reporting of Holding Company Staff functions, in particular in the areas of Administration, Finance and Control, Legal, Corporate, Regulatory and Antitrust Affairs, External Relations, People and Organization and Audit.

12. Deferred tax assets and liabilities – *€111 million and €33 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	at Dec. 31, 2024
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- provisions for risks and charges and impairment losses	7	6	-	13
- measurement of financial instruments	64	-	7	71
- other items	35	(8)	-	27
Total deferred tax assets	**106**	**(2)**	**7**	**111**
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	(38)	-	13	(25)
- other items	(5)	(3)	-	(8)
Total deferred tax liabilities	**(43)**	**(3)**	**13**	**(33)**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**63**			**78**

Deferred tax assets totaled €111 million (€106 million at December 31, 2023) and essentially regard deferred tax assets on the fair value measurement of cash flow hedges.

Deferred tax liabilities came to €33 million (€43 million at December 31, 2023) and mainly regard deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge instruments.

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES.

93

13. Equity investments – *€58,478 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding carrying amounts at the beginning and end of the year, as well as the list of investments held in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Mergers/ Spin-offs
			at Dec. 31, 2023				
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	70	-	2	72	100.0	-	-
Enel Global Trading SpA	1,401	-	2	1,403	100.0	-	-
Enel Green Power SpA	2,063	(1,369)	5	699	100.0	-	-
Enel Grids Srl	59	-	3	62	100.0	-	-
Enel Holding Finance Srl[1]	7,874	-	-	7,874	100.0	-	-
Enel Iberia SRLU	13,713	-	1	13,714	100.0	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	70	(63)	-	7	100.0	-	-
Enel Insurance NV	602	-	-	602	100.0	-	(602)
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,492)	-	5	100.0	-	-
Enel Italia SpA	12,763	-	6	12,769	100.0	-	-
Enel North America Inc.	5,537	-	1	5,538	100.0	1,050	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA[1]	4	-	-	4	100.0	-	602
Enel X Srl	239	-	3	242	100.0	-	-
Enel X Way Srl	916	-	-	916	100.0	-	-
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	-	-	-	-	100.0	-	-
Enel Américas SA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	-
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-
Enel Finance International NV	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-
Total subsidiaries	**66,950**	**(6,087)**	**23**	**60,886**		**1,050**	**-**
B) Associates							
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**
C) Other companies							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA In liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-
Empresa Propietaria de la Red SA	5	3	-	8	11.1	-	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-
Total other companies	**10**	**(2)**	**-**	**8**		**-**	**-**
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**66,983**	**(6,089)**	**23**	**60,917**		**1,050**	**-**

(1) The balance at December 31, 2023 reflects a more accurate calculation of the aggregate.

Value adjustments	Net change	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
Changes in 2024		at Dec. 31, 2024				
-	-	70	-	3	73	100.0
-	-	1,401	-	3	1,404	100.0
-	-	2,063	(1,369)	6	700	100.0
-	-	59	-	4	63	100.0
(2,587)	(2,587)	7,874	(2,587)	-	5,287	100.0
-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
-	-	70	(63)	-	7	100.0
-	(602)	-	-	-	-	-
-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
-	-	12,763	-	7	12,770	100.0
-	1,050	6,587	-	1	6,588	100.0
(47)	555	606	(47)	-	559	100.0
-	-	239	-	4	243	100.0
-	-	916	-	-	916	100.0
-	-	189	(163)	-	26	100.0
-	-	-	-	-	-	100.0
-	-	11,658	-	-	11,658	82.3
-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
(862)	(862)	2,624	(862)	-	1,762	25.0
-	-	-	-	-	-	-
(3,496)	**(2,446)**	**68,000**	**(9,583)**	**29**	**58,446**	
-	-	23	-	-	23	42.7
-	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
-	-	-	-	-	-	-
-	-	5	(5)	-	-	4.3
1	1	5	4	-	9	11.1
-	-	-	-	-	-	1.0
-	-	-	-	-	-	11.1
1	**1**	**10**	**(1)**	**-**	**9**	
(3,495)	**(2,445)**	**68,033**	**(9,584)**	**29**	**58,478**	

The table below reports changes in equity investments in 2024.

Millions of euro	
Increases	
Capital contribution to Enel North America Inc.	1,050
Revaluation of investment held in Empresa Propietaria de la Red SA	1
Total increases	**1,051**
Decreases	
Impairment loss on Enel Holding Finance Srl	(2,587)
Impairment loss on Enel Finance International NV	(862)
Impairment loss on Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	(47)
Total decreases	**(3,496)**
NET CHANGE	**(2,445)**

In 2024 the carrying amount of investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies decreased by €2,445 million as a result of:

- the impairment loss of €862 million on the investment held in Enel Finance International NV, mainly reflecting the impairment test carried out after the partial distribution of available capital reserves for a total of €4,300 million to its shareholders, Enel SpA and Enel Holding Finance Srl, proportionally to equity held;
- the impairment loss of €2,587 million on the investment held in the subsidiary Enel Holding Finance Srl, reflecting the impairment test carried out after the partial distribution of available capital reserves in the amount of €3,225 million to Enel SpA;
- the impairment loss of €47 million on the investment held in the subsidiary Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA to reflect the economic and financial situation of the company;
- a capital contribution of €1,050 million (equal to $1,100 million) to the subsidiary Enel North America Inc., on December 12, 2024, in order to optimize the company's financial structure by maximizing the impact of liability management operations;
- the increase in the fair value measurement of the equity investment in Empresa Propietaria de la Red SA in the amount of €1 million.

As from January 1, 2024, the Dutch captive company Enel Insurance NV merged into the Italian Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA.

In accordance with IFRS 2, the carrying amount of investments in the subsidiaries involved in the share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code has also been increased by the fair value of the equity component for the year, recognized in specific equity reserves, in the overall amount of €6 million. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the carrying amount of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

The following table shows the assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in Enel Finance International NV and Enel Holding Finance Srl.

Millions of euro	Original cost	Growth rate(1)	Pre-tax WACC discount rate	Explicit period of cash flows	Terminal value(2)	Carrying amount post impairment	Original cost	Growth rate(1)	Pre-tax WACC discount rate	Explicit period of cash flows	Terminal value(2)	Carrying amount post impairment
	at Dec. 31, 2024						at Dec. 31, 2023					
Enel Finance International NV	2,624	0.04%	11.6%	3 years	Perpetuity	1,762	2,624	2.10%	13.3%	3 years	Perpetuity	2,624
Enel Holding Finance Srl	7,874	0.04%	11.6%	3 years	Perpetuity	5,287	7,874	2.10%	13.3%	3 years	Perpetuity	7,874

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column.

The recoverable amount of the equity investments recognized through the impairment tests was estimated by calculating the equity value of the investments through an estimate of their value in use using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market risk premiums. For the purpose of comparing the carrying amount of the investments, the enterprise value resulting from the estimation of future cash flows was converted into the equity value by subtracting the net financial position of the investee and other balance sheet items relevant for estimating the equity value. Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate and drawn for the explicit period from the 2025-2027 Business Plan approved by the Board of Directors of the Company on November 17, 2024, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing for these equity investments differs in accordance with the specific features and business cycles of the various companies. The terminal value, on the other hand, was calculated as a perpetuity or annuity with a growth rate representing the long-term rate of growth outlook of the companies (depending on the country and business involved).
With regard to the investments held in the companies Enel Finance International NV, Enel Holding Finance Srl and Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA, the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test.
With regard to the investments held in the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel X Srl, Enel Green Power SpA, Enel Grids Srl and Enel Global Services Srl the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than equity at December 31, 2024 for each investee. This circumstance is not felt to represent an impairment loss in respect of the investment but rather a temporary mismatch between the two amounts. More specifically, for the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel X Srl, Enel Green Power SpA, Enel Grids Srl and Enel Global Services Srl the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments.
It should also be noted that these investments have passed their related impairment tests.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.
The following table reports the share capital and equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other investees at December 31, 2024.

	Registered office	Currency	Share capital	Equity (millions of euro)	Prior year profit/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	Rome	EUR	10,000	52	1	100.0	73
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	1,794	1,161	100.0	1,404
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	358	(134)	100.0	700
Enel Grids Srl	Rome	EUR	10,100,000	48	3	100.0	63
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	5,285	636	100.0	5,287
Enel Iberia SRLU	Madrid	EUR	336,142,500	24,063	775	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	8	-	100.0	7
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	4	(1)	100.0	5
Enel Italia SpA	Rome	EUR	100,000,000	10,200	2,119	100.0	12,770
Enel North America Inc.(1)	Andover	USD	50	7,669	165	100.0	6,588
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	Rome	EUR	3,000,000	555	30	100.0	559
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	(52)	(159)	100.0	243
Enel X Way Srl	Rome	EUR	6,026,000	194	(113)	100.0	916
Enelpower Srl	Milan	EUR	2,000,000	27	1	100.0	26
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TRY	3,500,000	(8)	(1)	100.0	-
Enel Américas SA	Santiago	USD	15,799,226,825	17,639	1,763	82.3	11,658
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3,882,103,470,184	3,479	229	64.9	2,671
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,478,810,371	5,683	335	25.0	1,762
Enel Green Power Chile SA	Santiago	USD	599,261,770	967	50	-	-
B) Associates							
CESI SpA	Milan	EUR	8,550,000	101	2	42.7	23
C) Other companies							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	ARS	2,025,191,313	3	(1)	-	-
Elcogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58,500,000	340	23	11.1	9
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000	35	-	1.0	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	-	-	11.1	-

(1) Based on the consolidated financial statements at December 31, 2024.

Equity investments in other companies at December 31, 2024 are all related to unlisted companies. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value through other comprehensive income was applied.

The investment in Elcogas SA was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, is in liquidation. The profit participation loan of €6 million granted in 2014 has also been written down to take account of accumulated losses.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**9**	**8**
Empresa Propietaria de la Red SA	9	8
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – *€179 million, €107 million, €581 million, €102 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Derivative financial assets	179	261	107	76
Derivative financial liabilities	581	620	102	106

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 31 "Financial instruments", and 33 "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets – *€4 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Financial prepayments		1	7	(6)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	3	3	-
Total		**4**	**10**	**(6)**

Financial prepayments essentially refer to the remaining portion of the transaction costs of the revolving sustainability-linked credit lines.

15.1 Other non-current financial assets included in debt – *€3 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Other loan assets	3	3	-
Total	**3**	**3**	**-**

Other loan assets are accounted for by loans to employees.

16. Other non-current assets – *€68 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Tax assets	12	9	3
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	56	64	(8)
Total other non-current assets	**68**	**73**	**(5)**

Tax assets include the residual amount of €9 million due in respect of the claim for reimbursement for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. These claims were submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011.
The item includes the asset of €3 million, arising from the definitive calculation of the withholding tax levied on the dividends of Enel Américas SA pertaining to 2021.

Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities refer to amounts due in respect of the assumption by Group companies of their share of the supplementary pension plan. The terms of the agreement state that the Group companies concerned are to reimburse the costs of extinguishing defined-benefit obligations of the Parent, which are recognized under employee benefits.
On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the plan will expire within the following five years.

17. Trade receivables – *€197 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	192	163	29
- due from third-party customers	5	4	1
Total	**197**	**167**	**30**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. The increase on December 31, 2023, reflects developments in the revenue connected with those services.

Trade receivables from third-party customers concern services of various types.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Subsidiaries			
Edistribución Redes Digitales SLU	4	5	(1)
e-distribuzione SpA	16	17	(1)
Endesa Energía SAU	2	2	-
Endesa Generación SAU	3	3	-
Endesa SA	8	8	-
Enel Américas SA	1	2	(1)
Enel Brasil SA	57	33	24
Enel Chile SA	5	8	(3)
Enel Distribución Chile SA	1	2	(1)
Enel Distribución Perú SAA	-	3	(3)
Enel Energia SpA	8	4	4
Enel Generación Chile SA	2	2	-
Enel Generación Perú SAA	-	2	(2)
Enel Global Services Srl	13	13	-
Enel Green Power Chile SA	2	3	(1)
Enel Green Power Hellas SA	7	6	1
Enel Green Power Italia Srl	3	2	1
Enel Green Power North America Inc.	1	2	(1)
Enel Green Power SpA	5	3	2
Enel Grids Srl	1	1	-
Enel Italia SpA	3	(1)	4
Enel North America Inc.	4	2	2
Enel Produzione SpA	5	5	-
Enel X Srl	6	2	4
Enel X Way Srl	-	2	(2)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1	(1)
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	8	8	-
Other	25	21	4
Total	**192**	**163**	**29**

Trade receivables by geographical segment are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Italy	68	57	11
EU	34	31	3
Non-EU Europe	1	1	-
Other	94	78	16
Total	**197**	**167**	**30**

18. Income tax assets – *€189 million*

Income tax assets essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2024 (€182 million) and the credit for withholding tax on interest income (€9 million), partly offset by positions relating to the withholding tax (€2 million).

19. Other current financial assets – *€2,678 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Other current financial assets included in debt	19.1	2,627	6,428	(3,801)
Other sundry current financial assets		51	55	(4)
Total		**2,678**	**6,483**	**(3,805)**

For more information on "other current financial assets included in debt", please see note 19.1.
"Other current financial assets" essentially refer to current accrued financial income, mainly on cash flow hedge derivatives on interest, of €35 million (unchanged compared with December 31, 2023), financial assets in respect of the outcome of derivative positions amounting to €11 million (€5 million at December 31, 2023) and current financial prepaid expense of €6 million (unchanged from December 31, 2023), relating to charges incurred for the signing of credit lines.

19.1 Other current financial assets included in debt – *€2,627 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Loan assets due from Group companies:				
- short-term loan assets (intercompany current accounts)	31.1.1	2,161	5,934	(3,773)
- short-term financing		-	6	(6)
Total		**2,161**	**5,940**	**(3,779)**
Loan assets due from others:				
- other loan assets		5	6	(1)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	461	482	(21)
Total		**466**	**488**	**(22)**
TOTAL		**2,627**	**6,428**	**(3,801)**

20. Other current assets – *€1,181 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Tax assets	13	13	-
Other amounts due from Group companies	1,144	1,552	(408)
Other amounts due	24	16	8
Total	**1,181**	**1,581**	**(400)**

Tax assets amounted to €13 million and essentially includes the tax asset of €8 million in respect of the IRES reimbursement for 2011-2014 paid to Enel SpA following an agreement procedure (MAP) begun in 2021 and completed in 2022 with an agreement between the Italian and Spanish tax authorities eliminating the double taxation charged to the multinational group following adjustments made to transfer prices applied in transactions between Enel SpA and its Spanish subsidiaries in 2011, 2012, 2013 and 2014.
Other amounts due from Group companies essentially regard receivables for the interim dividend approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€300 million), Enel Américas SA (€294 million) and Enel Chile SA (€35 million), receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€507 million), as well as VAT assets in respect of companies participating in the Group VAT mechanism (€8 million).

Other amounts due amounted to €24 million, an increase of €8 million on 2023.

21. Cash and cash equivalents – *€2,121 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Bank and post office deposits	2,121	1,122	999
Total	**2,121**	**1,122**	**999**

Cash and cash equivalents came to €2,121 million, an increase of €999 million from December 31, 2023, mainly reflecting the increase in dividends received by Group companies in the year.

For more information see the note on "Cash flows" in the section "Performance and financial position of Enel SpA" in the Report on Operations.

Liabilities and equity

22. Equity – *€36,386 million*

Equity amounted to €36,386 million, a decrease of €1,497 million from December 31, 2023.
The change is mainly attributable to:

- profit for the year of €2,536 million;
- the distribution of the balance of the dividend for 2023 in the amount of €0.215 per share (for a total €2,186 million), as approved by the Shareholders' Meeting on May 23, 2024 and the interim dividend for 2024 approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025 (€0.215 per share for a total €2,186 million);
- the net change in perpetual hybrid bonds in the amount of €592 million;
- the payment of coupons to holders of perpetual hybrid bonds for a total €246 million.

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2024 the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.
The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2023.
At December 31, 2024, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Company pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Negative treasury share reserve – *€(78) million*

On July 25, 2024, the Board of Directors of the Company, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 23, 2024, approved the launch of a share buyback program for 2.9 million, equivalent to about 0.029% of Enel's share capital.
The program, which began on September 16, 2024 and was completed on November 8, 2024, was introduced to serve the 2024 Long-Term Incentive Plan for the management of Enel and/or of its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code (2024 LTI Plan) which was also approved by Enel's Shareholders' Meeting of May 23, 2024.
As a result of these transactions, a total of 2,900,000 Enel shares were acquired at a volume-weighted average price of €7.0210 per share, for a total €20 million.
Moreover, a total of 905,436 shares were granted, following achievement of performance targets, to the beneficiaries of the 2020 and 2021 LTI Plans, for €7 million.
As a result of the award and considering the treasury shares already owned, at December 31, 2024 Enel held 12,079,670 treasury shares, equal to about 0.1188% of share capital, serving the Long-Term Incentive Plans (the LTI Plans for 2021, 2022, 2023 and 2024).
In accordance with Article 2357-*ter*, paragraph 2, of the Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.
For more details, please see note 35 "Share-based payments".

Perpetual hybrid bonds – *€7,145 million*

Perpetual hybrid bonds increased by €592 million, due to a new issue in February 2024 in the amount of €889 million, recognized net of transaction costs, partly offset by the repayment of the residual portion of a hybrid bond in January 2024, in the amount of €297 million.
On February 20, 2024 Enel SpA launched the issue of non-convertible, subordinated, perpetual, hybrid bonds for institutional investors on the European market, denominated in euros, with an aggregate principal amount of €900 million.
The issuance is carried out in execution of the resolution of the Company's Board of Directors of December 18, 2023 which authorized Enel to issue, by December 31, 2024, one or more non-convertible subordinated hybrid bonds.
The single-tranche non-convertible €900 million subordinated perpetual hybrid bond has no fixed maturity, and is due and payable only in the event of the winding up or liquidation of the Company, as specified in the relevant terms and conditions.
The securities are listed on the regulated market of the Irish Stock Exchange (Euronext Dublin).
During 2024, the Company paid coupons to holders of perpetual hybrid bonds for €246 million.

Other reserves– *€11,745 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

The share premium reserve was unchanged compared with the previous year.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 – *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Consolidated Income Tax Code shall apply.

Other reserves – *€168 million*

Other reserves include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits.
The item also includes the reserves established to recognize the value of the equity component granted to the management of the Company and the subsidiaries as part of the 2019-2024 Long-Term Incentive Plans in the amount of €22 million and the unavailable reserve established for the purchase of treasury shares in the amount of €78 million.
It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

Hedging reserve – *€(147) million*

At December 31, 2024 the item includes the hedging reserve, a negative €149 million (net of the positive tax effect of €47 million), and the hedging costs reserve, a positive €2 million (net of tax effect of €1 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI – *€4 million*

At December 31, 2024 the valuation reserve for financial assets at FVOCI came to €4 million reflecting the

fair vale measurement of Empresa Propietaria de la Red SA for €1 million.

Actuarial reserve – *€(25) million*

At December 31, 2024 the actuarial reserve amounted to €25 million (net of the positive tax effect of €6 million). The reserve includes actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the new version of "IAS 19 - Employee Benefits".

The table below provides a breakdown of changes in the hedging and actuarial reserves in 2023 and 2024.

Millions of euro	at Jan. 1, 2023	Gross gains/ (losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2023	Gross gains/ (losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2024
Hedging reserve	(24)	(257)	207	17	(23)	(80)	2	(72)	22	(21)	(149)
Hedging costs reserve	(3)	-	-	-	-	(3)	7	(2)	-	-	2
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	2	1	-	-	-	3	1	-	-	-	4
Actuarial reserve	(22)	(7)	-	2	-	(27)	2	-	-	-	(25)
Gains/ (Losses) recognized directly in equity	**(47)**	**(263)**	**207**	**19**	**(23)**	**(107)**	**12**	**(74)**	**22**	**(21)**	**(168)**

Retained earnings – *€6,995 million*

For 2024 the item showed a decrease of €1,597 million mainly due to:

- the resolution of the Shareholders' Meeting of May 23, 2023, providing for the distribution to the shareholders of a dividend balance in the amount of €1,525 million and the allocation to this reserve of the remainder of profit for a total €5 million, including the portion of the undistributed dividend balance in respect of treasury shares held in the portfolio at the record date of July 23, 2024;
- the allocation of profit for the year 2023, in execution of the resolution of the Shareholders' Meeting of May 23, 2024, covering the amounts paid in 2023 as coupons to the holders of non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds for a total €182 million;
- the payment of coupons in the total amount of €246 million to the holders of perpetual hybrid bonds;
- the partial release of the unavailable reserve following the award of treasury shares to the beneficiaries of the Long-Term Incentive Plans for 2020 and 2021, for a total €7 million;
- a specific unavailable reserve of €21 million, established for the purchase of treasury shares serving the 2024 LTI Plan and the conclusion of the 2023 LTI Plan;
- waived collection of the 2024 interim dividend on treasury shares held at the record date of January 21, 2025 in the amount of €3 million.

Profit for the year – *€412 million*

Profit for 2024, net of the interim dividend 2024 of €0.215 per share (a total €2,186 million), came to €412 million.

The table below shows the availability of reserves for distribution.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Possible uses	Amount available
Share capital	**10,167**		
Capital reserves:			
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496
- equity instruments – perpetual hybrid bonds	7,145		
Income reserves:			
- legal reserve	2,034	B	
- negative treasury share reserve	(78)		
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215
- hedging reserve	(147)		
- reserve from measurement of financial assets at FVOCI	4		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29(1)(2)
- actuarial reserve	(25)		
- reserve for share-based payments (LTI)	22		
- other	98	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	6,995	ABC	6,995
Total	**35,974**		**16,774**
of which amount available for distribution			*16,771*

A: for capital increases.
B: to cover losses.
C: for distribution to shareholders.
(1) Regards lapsed options.
(2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent to employees of subsidiaries that have lapsed.

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5), of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development expenditure, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Civil Code.
It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings" has been used in the amount of €1,525 million for the distribution of dividends to shareholders.

22.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2023 and 2024.

	Amount distributed (in millions of euro)	Dividend per share (in euro)
Dividends distributed in 2023		
Dividends for 2022	4,064	0.40
Interim dividend for 2023[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2023	**4,064**	**0.40**
Dividends distributed in 2024		
Dividends for 2023	4,367	0.43
Interim dividend for 2024[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2024	**4,367**	**0.43**

(1) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024 (interim dividend per share of €0.215 for a total of €2,186 million)
(2) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025 (interim dividend per share of €0.215 for a total of €2,186 million)

Dividends distributed are shown net of the amounts attributable to treasury shares held at the respective record dates. The Company waived collection of dividends on these shares, which were recognized under retained earnings.
The dividend for 2024, equal to €0.47 per share, amounting to a total €4,778 million (of which €0.215 per share for a total €2,186 million already paid as an interim dividend), was approved by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025 at a single call.
These separate financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2024 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2024 interim dividend approved by the Board of Directors on November 6, 2024 in the maximum potential amount of €2,186 million, and paid as from January 22, 2025 net of the amount pertaining to the 12,079,670 treasury shares held as at the record date of January 21, 2025.
During the year, the Company also paid coupons totaling €246 million to the holders of perpetual hybrid bonds.

22.2 Capital management

The Company's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Company seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.
In this context, the Company manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2024.
To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2024 and 2023, is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Non-current financial debt	(17,345)	(17,855)	510
Net current financial debt	(2,229)	(2,261)	32
Non-current financial assets and long-term securities	3	3	-
Net financial debt	**(19,571)**	**(20,113)**	**542**
Equity	**36,386**	**37,883**	**(1,497)**
Debt/equity ratio	**(0.54)**	**(0.53)**	**(0.01)**

23. Borrowings – *€17,345 million, €567 million, €6,410 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Long-term borrowings	17,345	17,855	567	1,179
Short-term borrowings	-	-	6,410	8,632

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits – *€112 million*

The Company provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses, supplementary pension plans, supplementary healthcare plans, additional indemnity for FOPEN pension contributions, FOPEN pension contributions in excess of deductible amount and personnel incentive plans.
The item includes accruals made to cover post-employment benefits under defined-benefit plans and other long-term benefits to which employees are entitled by law, by contract, or under other forms of employee incentive schemes.
These obligations, in accordance with IAS 19, were determined using the projected unit credit method.
The following table reports the change during the year in the defined-benefit obligation, as well as a reconciliation of the defined-benefit obligation with the obligation recognized at December 31, 2024 and at December 31, 2023.

Millions of euro	2024 Pension benefits	2024 Health insurance	2024 Other benefits	2024 Total	2023 Pension benefits	2023 Health insurance	2023 Other benefits	2023 Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**88**	**28**	**5**	**121**	**96**	**27**	**8**	**131**
Current service cost	-	1	1	**2**	-	1	2	**3**
Interest expense	3	1	-	**4**	3	1	-	**4**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	-	(1)	-	**(1)**	1	1	-	**2**
Experience adjustments	1	(2)	-	**(1)**	5	-	-	**5**
Past service cost	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Other payments	(15)	(2)	(1)	**(18)**	(17)	(2)	(1)	**(20)**
Other changes	2	3	-	**5**	-	-	(4)	**(4)**
Actuarial obligation at December 31	**79**	**28**	**5**	**112**	**88**	**28**	**5**	**121**

Millions of euro	2024	2023
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost	2	3
Interest expense	4	4
Total	**6**	**7**

Millions of euro	2024	2023
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	(2)	7
Total	**(2)**	**7**

The current service cost for employee benefits in 2024 came to €6 million (€7 million in 2023).
The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities arising from employee benefits, which are consistent with those used the previous year, are set out below.

	2024	2023
Discount rate	2.75%-3.20%	3.30%-3.40%
Rate of wage increases	2.00%-4.00%	2.30%-4.30%
Rate of increase in healthcare costs	3.00%	3.30%

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the liability for healthcare plans as a result of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro	An increase of 0.5% in discount rate	A decrease of 0.5% in discount rate	An increase of 0.5% in inflation rate	An increase of 0.5% in remuneration	An increase of 0.5% in pensions currently being paid	An increase of 1% in healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(2)	2	(2)			4	30

25. Provisions for risks and charges – *€29 million*

Provisions for risks and charges cover probable potential liabilities that could arise from legal proceedings and other disputes, without considering the effects of rulings that are expected to be in the Company's favor and those for which any charge cannot be quantified with reasonable certainty.
In determining the balance of the provision, we have taken account of both the charges that are expected to result from court rulings and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years.
The following table shows changes in provisions for risks and charges.

		Taken to profit or loss					
Millions of euro		Accruals	Reversals	Utilization	Other changes	Total	
	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2024	
							of which current portion
Provision for litigation and other risks and charges:							
- litigation	3	2	(1)	(2)	-	2	*2*
- other	3	-	-	-	-	3	*-*
Total	**6**	**2**	**(1)**	**(2)**	**-**	**5**	***2***
Provision for early retirement incentives	24	10	-	(11)	1	24	*12*
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**30**	**12**	**(1)**	**(13)**	**1**	**29**	***14***

The €1 million decrease in the provision for litigation mainly reflects the reversal to profit or loss of provisions for outstanding disputes. The provision mainly refers to labor disputes.

The provision for early retirement incentive plans adopted by the Company is essentially unchanged compared with 2023.

26. Other non-current liabilities – *€17 million*

Other non-current liabilities came to €17 million (€20 million at December 31, 2023) and regard, in the amount of €8 million, the debt towards Group companies that initially arose following Enel SpA's application (submitted in its capacity as the consolidating company) for reimbursement for 2004-2011 of the additional income taxes paid as a result of not deducting part of IRAP in computing taxable income for IRES purposes. The liability in respect of the subsidiaries is balanced by the recognition of non-current tax assets (note 16).

The item also includes the liability to employees (€5 million) for early termination incentive plans adopted by the Company (€8 million at December 31, 2023) and the non-current portion of deferred income in respect of up-front fees made at the time of the establishment of a number of hedging derivative positions in the amount of €4 million (€4 million at December 31, 2023), in previous years, which are released to profit or loss on the basis of the amortization plan for the entire duration of the derivative itself.

27. Trade payables – *€132 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Trade payables:			
- due to third parties	51	48	3
- due to Group companies	81	87	(6)
Total	**132**	**135**	**(3)**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities.

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2024 break down as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Subsidiaries			
Endesa SA	-	1	(1)
Enel Brasil SA	1	-	1
Enel Global Services Srl	40	53	(13)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	7	5	2
Enel Grids Srl	6	6	-
Enel Iberia SRLU	4	5	(1)
Enel Innovation Hubs Srl	4	5	(1)
Enel Italia SpA	10	4	6
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
Other	5	6	(1)
Total	**81**	**87**	**(6)**

111

Trade payables break down by geographical area as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Suppliers			
Italy	121	121	-
EU	5	7	(2)
Non-EU Europe	5	1	4
Other	1	6	(5)
Total	**132**	**135**	**(3)**

28. Other current financial liabilities – *€178 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Deferred financial liabilities	169	213	(44)
Other items	9	13	(4)
Total	**178**	**226**	**(48)**

Deferred financial liabilities mainly consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to banks and Group companies that accrued as of December 31, 2024, but were to be settled in the following year, comprising financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates entered into on behalf of Group companies.

29. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€19,571 million*

The following table shows the net financial position on the basis of the items on the statement of financial position.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Long-term borrowings	23	17,345	17,855	(510)
Short-term borrowings	23	6,410	8,632	(2,222)
Current portion of long-term borrowings	23	567	1,179	(612)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	3	3	-
Other current financial assets included in debt	19.1	2,627	6,428	(3,801)
Cash and cash equivalents	21	2,121	1,122	999
Total		**19,571**	**20,113**	**(542)**

The net financial debt at December 31, 2024 and December 31, 2023 is reported below in accordance with Guideline 39, issued on March 4, 2021, by ESMA, applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced references to the CESR Recommendations and those in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	at Dec. 31, 2023	of which with related parties	Change
Liquidity					
Bank and post office deposits	2,121		1,122		999
Liquid assets	**2,121**		**1,122**		**999**
Cash equivalents	**-**		**-**		**-**
Short-term loan assets	2,627		6,428		(3,801)
Other current financial assets	**2,627**	*2,161*	**6,428**	*5,934*	**(3,801)**
Liquidity	**4,748**		**7,550**		**(2,802)**
Current financial debt					
Current bank debt	-		(1)		1
Other short-term borrowings	(6,410)	*(6,306)*	(8,631)	*(8,461)*	2,221
Current financial debt (including debt instruments)	**(6,410)**		**(8,632)**		**2,222**
Current portion of long-term bank borrowings	(567)		(1,179)		612
Non-current financial debt (current portion)	**(567)**		**(1,179)**		**612**
Current financial debt	**(6,977)**		**(9,811)**		**2,834**
Net current financial debt	**(2,229)**		**(2,261)**		**32**
Non-current financial debt					
Long-term bank borrowings	(1,000)		(1,316)		316
Non-bank financing (leases)	(2)		-		(2)
Other long-term borrowings	(14,142)		(14,274)		132
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(15,144)**		**(15,590)**		**446**
Bonds	**(2,201)**		**(2,265)**		**64**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	**-**		**-**		**-**
Non-current financial debt	**(17,345)**		**(17,855)**		**510**
Net financial debt as per CONSOB instructions	**(19,574)**		**(20,116)**		**542**
Long-term loan assets	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**
NET FINANCIAL DEBT	**(19,571)**		**(20,113)**		**542**

This statement of the net financial position does not include financial assets and liabilities in respect of derivatives, since derivative contracts, even if not designated as hedges for hedge accounting purposes, are in any case entered into by the Company for hedging purposes.

At December 31, 2024 those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €179 million (€261 million at December 31, 2023), "Current financial derivative assets" in the amount of €107 million (€76 million at December 31, 2023), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €581 million (€620 million at December 31, 2023), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €102 million (€106 million at December 31, 2023).

30. Other current liabilities – *€3,508 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Tax liabilities	730	1,320	(590)
Amounts due to Group companies	550	825	(275)
Amounts due to employees, recreational/assistance associations	22	23	(1)
Amounts due to social security institutions	12	10	2
Amounts due to customers for security deposits and reimbursements	1	2	(1)
Other	2,193	2,215	(22)
Total	**3,508**	**4,395**	**(887)**

Tax liabilities amounted to €730 million, and include amounts due to tax authorities for corporate income tax (IRES) of the companies participating in the national consolidated taxation mechanism for €562 million (€1,239 million at December 31, 2023), liabilities for Group VAT for the 4th Quarter of 2024 of the companies participating in the Enel VAT Group in the amount of €161 million and liabilities for withholdings for payroll employees in the amount of €5 million.
Amounts due to Group companies amounted to €550 million. They consist of €405 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€523 million at December 31, 2023) and €114 million in respect of Group VAT (€301 million at December 31, 2023).
The item "other", equal to €2,193 million, mainly includes the liability for dividends to be paid to shareholders, in the amount of €2,184 million, represented by the liability for the interim dividend for 2024, net of the portion for treasury shares held at the record date of January 21, 2025.

114

31. Financial instruments

31.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Financial assets measured at amortized cost	31.1.1	**3**	**3**	**5,587**	**8,145**
Financial assets at FVOCI					
Equity investments in other companies	31.1.2	9	8	-	-
Total financial assets at FVOCI		**9**	**8**	**-**	**-**
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	33	128	122	69	76
Total financial assets at FVTPL		**128**	**122**	**69**	**76**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	51	139	39	-
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**51**	**139**	**39**	**-**
TOTAL		**191**	**272**	**5,695**	**8,221**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

For more information on fair vale measurement, please see note 31.1.2 "Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)".

31.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The following table shows financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Cash and cash equivalents		-	-	21	**2,121**	**1,122**
Trade receivables		-	-	17	**197**	**167**
Loan assets from Group companies						
Loan assets on intercompany current accounts		-	-	19.1	2,161	5,934
Other financial assets		-	-		2	15
Total financial assets from Group companies		**-**	**-**		**2,163**	**5,949**
Loan assets from others						
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	461	482
Other financial assets	15.1	3	3		12	10
Total financial assets from others		**3**	**3**		**473**	**492**
Other financial assets		**-**	**-**		**633**	**415**
TOTAL		**3**	**3**		**5,587**	**8,145**

The main changes compared with 2023 regarded:

- an increase of €999 million in cash and cash equivalents, mainly reflecting higher dividends received during the period from Group companies;
- a decrease of €3,786 million in loans assets from Group companies, reflecting the decrease in loan assets on the intercompany current account held with Group companies (€3,773 million) and in other financial assets (€13 million) from Enel Italia SpA and Enel Global Trading SpA;
- a decrease of €21 million in cash collateral paid to counterparties in derivatives transactions;
- an increase of €218 million in other financial assets, reflecting an increase in dividends authorized by subsidiaries and still outstanding at December 31, 2024.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2024 amounted to €5,590 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €28 million (€26 million at December 31, 2023).

The Company mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of a significant increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table shows the expected losses for each class of financial assets measured at amortized cost.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	2,121	-	2,121	1,122	-	1,122
Trade receivables	220	23	197	188	21	167
Loan assets from Group companies	2,163	-	2,163	5,949	-	5,949
Loan assets from others	481	5	476	497	5	492
Other receivables	633	-	633	418	-	418
Total	**5,618**	**28**	**5,590**	**8,174**	**26**	**8,148**

To measure expected losses, the Company assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis and a collective basis.

In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.

Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default.

The Company mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired.

The following table shows changes in the allowance for expected credit losses on financial assets and trade receivables.

116

Millions of euro	Expected credit loss allowance					
	Financial assets			Trade receivables		
	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
January 1, 2023 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**
Impairment losses	-	-	-	-	17	17
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	(2)	(2)
Total at Dec. 31, 2023 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**
Impairment losses	-	-	-	-	2	2
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2024 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**23**	**23**

31.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)

This category mainly includes equity investments in unlisted companies irrevocably designated as such at the time of initial recognition.

Equity investments in other companies, equal to €9 million, are essentially represented by the equity investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA.

At December 31, 2024, the fair value of the equity investment was determined on the basis of an independent appraisal using the income approach with the discounted cash flow method.

31.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category exclusively includes current and non-current derivatives used mainly to hedge the debt of the Group companies. For more information, please see note 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

31.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	**17,345**	**17,855**	**9,302**	**12,143**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	33	129	122	102	106
Total		**129**	**122**	**102**	**106**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	452	498	-	-
Total		**452**	**498**	-	-
TOTAL		**17,926**	**18,475**	**9,404**	**12,249**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".
For more details about fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

31.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Notes	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Long-term borrowings	23	17,345	17,855		567	1,179
Short-term borrowings		-	-	23	6,410	8,632
Trade payables		-	-	27	132	135
Other current financial liabilities		-	-	30	2,193	2,197
Total		**17,345**	**17,855**		**9,302**	**12,143**

Other current financial liabilities essentially include the liability for the dividend to be paid to shareholders in the amount of €2,184 million, represented by the liability for the interim dividend for 2024 net of the portion on treasury shares held at the record date of January 22, 2025.

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€17,912 million*

Long-term borrowings, which refer to bonds, bank borrowings and loans from Group companies, denominated in euros and other currencies, including the portion falling due within 12 months (equal to €567 million), amounted to €17,912 million at December 31, 2024.
The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2024, including the portion falling due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023					Change
Bonds:											
- fixed rate	1,729	1,717	-	1,717	1,798	2,446	2,433	749	1,684	2,563	(716)
- floating rate	581	581	97	484	575	678	678	97	581	690	(97)
Total	**2,310**	**2,298**	**97**	**2,201**	**2,373**	**3,124**	**3,111**	**846**	**2,265**	**3,253**	**(813)**
Bank borrowings:											
- floating rate	1,337	1,337	337	1,000	1,354	1,516	1,516	200	1,316	1,545	(179)
Total	**1,337**	**1,337**	**337**	**1,000**	**1,354**	**1,516**	**1,516**	**200**	**1,316**	**1,545**	**(179)**
Non-bank financing:											
- under fixed-rate leases	3	3	1	2	3	1	1	1	-	1	2
Total	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**2**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	11,813	11,813	86	11,727	10,517	11,899	11,899	86	11,813	10,343	(86)
- floating rate	2,461	2,461	46	2,415	2,485	2,507	2,507	46	2,461	2,546	(46)
Total	**14,274**	**14,274**	**132**	**14,142**	**13,002**	**14,406**	**14,406**	**132**	**14,274**	**12,889**	**(132)**
Total fixed-rate borrowings	**13,545**	**13,533**	**87**	**13,446**	**12,318**	**14,346**	**14,333**	**836**	**13,497**	**12,907**	**(800)**
Total floating-rate borrowings	**4,379**	**4,379**	**480**	**3,899**	**4,414**	**4,701**	**4,701**	**343**	**4,358**	**4,781**	**(322)**
TOTAL	**17,924**	**17,912**	**567**	**17,345**	**16,732**	**19,047**	**19,034**	**1,179**	**17,855**	**17,688**	**(1,122)**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 32 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 34 "Fair value measurement". The table below shows long-term borrowings by currency and interest rate.

Long-term borrowings by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount		Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2024		
Euro	**18,047**	**16,871**	**16,873**	**2.2%**	**2.2%**
US dollar	316	337	337	5.4%	5.4%
Pound sterling	671	704	714	5.7%	5.9%
Total non-euro currencies	**987**	**1,041**	**1,051**		
TOTAL	**19,034**	**17,912**	**17,924**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowings	Other	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2024
Bonds	3,124	(847)	-	-	33	**2,310**
Bank borrowings	1,516	(200)	-	-	21	**1,337**
Non-bank financing	1	(2)	4	-	-	**3**
Loans from Group companies	14,406	(132)	-	-	-	**14,274**
Total	**19,047**	**(1,181)**	**4**	**-**	**54**	**17,924**

Compared with December 31, 2023, the nominal value of long-term debt shows an overall decrease of €1,123 million attributable to repayments of €1,181 million, which largely exceeded new issues of leases, equal to €4 million, and exchange rate loss equal to €54 million; repayments of bonds, in the amount of €847 million, are mainly in respect of a €750 million fixed-rate bond entirely repaid in May.

No new borrowings were issued in 2024.

The main long-term borrowings of Enel SpA are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These borrowings are mainly represented by the bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the Revolving Facility Agreement obtained on March 5, 2021 by Enel SpA and Enel Finance International NV from a pool of banks and amended on May 11, 2022 and on March 6, 2024) of up to €13.5 billion (the "Revolving Facility Agreement"), the Sustainability-Linked Loan Facility Agreement obtained by Enel SpA on October 15, 2020 from a pool of banks in the amount of up to €1 billion, the loans granted to Enel SpA by UniCredit SpA on November 8, 2023, the Facility Agreement obtained on October 5, 2021 by Enel SpA from Bank of America Europe Designated Activity Company in the amount of $348,750,000 (equal to €300 million at the signing date), and the sustainability-linked financing agreement signed on September 30, 2022 by Enel Finance America LLC (EFA) as the borrower and Enel SpA (as the guarantor) with EKF Denmark's Export Credit Agency (EKF)[6] and Citi for a total of up to $800 million ("EKF facility").
The main covenants in respect of the bond issues in the Global/Euro Medium Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's eligible green projects) and those related to bonds issued by Enel Finance International NV on the American market can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue, to secure certain financial borrowings, unless the same restrictions are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which bonds and the associated guarantees constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, do not grant preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.

6. Following a reorganization, in 2023 EKF was folded into the Export and Investment Fund of Denmark (EIFO).

Moreover, Enel Finance America LLC holds a sustainability-linked bond of the same type on the American market, guaranteed by Enel SpA.
The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA, including the perpetual hybrid bonds that will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds of the issuer and has the same seniority as other hybrid financial instruments issued and greater seniority than equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants for the Revolving Facility Agreement and other loan agreements signed by Enel SpA are substantially similar and can be summarized as follows:[7]

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, significant subsidiaries may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets to secure certain financial liabilities, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the subsidiaries of Enel may not dispose of their assets or a significant portion of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change-of-control clauses, which are triggered in the event (i) control of Enel is acquired by one or more parties other than the Italian State or (ii) Enel or any of its subsidiaries transfer a substantial portion of the Group's assets to parties outside the Group such that the financial reliability of the Group is significantly compromised. The occurrence of one of the two circumstances may give rise to (a) the renegotiation of the terms and conditions of the financing or (b) compulsory early repayment of the financing by the borrower;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the borrower or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

The borrowings considered specify events of default typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.
None of the covenants indicated above has been triggered to date.
Lastly, it should be noted that Enel SpA issued certain guarantees in the interest of a number of Group companies in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

Debt structure after hedging

The following table shows the effect of the hedges of currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

Millions of euro	at Dec. 31, 2024					at Dec. 31, 2023				
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Nominal value	%			Carrying amount	Nominal value	%		
Euro	**16,871**	**16,873**	**94.1%**	**1,051**	**17,924**	**18,047**	**18,050**	**94.77%**	**997**	**19,047**
US dollar	337	337	1.9%	(337)	-	316	316	1.66%	(316)	-
Pound sterling	704	714	4.0%	(714)	-	671	681	3.58%	(681)	-
Total	**17,912**	**17,924**		**-**	**17,924**	**19,034**	**19,047**	**100.0%**	**-**	**19,047**

7. The EKF credit line provides for a "reputational damage" clause, under which EKF can request the cancellation of the financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of the Danish State as a result of substantial breach of certain regulations. It also provides for the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

%	at Dec. 31, 2024		at Dec. 31, 2023	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
Floating rate	24.0	17.0	25.0	18.0
Fixed rate	76.0	83.0	75.0	82.0
Total	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Short-term borrowings – *€6,410 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2024, by type.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Loans from third parties			
Bank borrowings (ordinary current account)	-	1	(1)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	104	169	(65)
Total	**104**	**170**	**(66)**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	3,306	3,962	(656)
Other short-term borrowings from Group companies	3,000	4,500	(1,500)
Total	**6,306**	**8,462**	**(2,156)**
TOTAL	**6,410**	**8,632**	**(2,222)**

Note that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

31.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category includes solely current and non-current derivative financial liabilities relating mainly to hedges of the debt of Group companies. More information is given in note 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

31.2.3 Net gains/(losses)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	Net gains/(losses)		*of which: impairment loss/gain*
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024
Financial assets at amortized cost	517	444	-
Financial liabilities at amortized cost	(915)	(846)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives".

32. Risk management

Financial risks

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.

Enel SpA has adopted a system for governing financial risks comprising internal committees, dedicated policies and operating limits. The goal is to appropriately mitigate financial risks in order to prevent unexpected variations in financial performance, without ruling out the possibility of seizing any opportunities that may arise.

Interest rate risk and currency risk

As part of its operations as an industrial holding company, Enel SpA is exposed to different market risks, notably the risk of changes in interest rates and exchange rates.

Interest rate risk and currency risk are primarily generated by the presence of financial instruments.

The main financial liabilities held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, derivatives, cash collateral for derivatives transactions and trade payables. The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Company.

The main financial assets held by the Company include loan assets, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables. For more details, please see note 32 "Financial instruments".

The source of exposure to interest rate risk and currency risk did not change with respect to the previous year.

As the Parent, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to financial derivatives contracts on interest rates and exchange rates. As part of this activity, Enel SpA acts as an intermediary for Group companies with the market, taking positions that, while they can be substantial, do not however represent an exposure to the above risks for Enel SpA.

In 2024, the Group was positioned below the clearing thresholds for all asset classes established under the EMIR (Regulation (EU) no. 648/2012), maintaining its classification as a non-financial counterparty not subject to clearing obligations.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2024 is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument.

The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euro by multiplying the notional amount by the agreed price).

The notional amounts of derivatives reported here do not represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.

Interest rate risk for the Company manifests itself as a change in the flows associated with interest payments on floating-rate financial liabilities, a change in financial terms and conditions in negotiating new debt instruments or as an adverse change in the value of financial assets/liabilities measured at fair value, which are typically fixed-rate debt instruments.

Interest rate risk is managed with the dual goals of reducing the amount of debt exposed to interest rate fluctuations and containing the cost of funds, limiting the volatility of results.

This goal is pursued through the strategic diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps.

The notional amount of outstanding contracts is reported below.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	6,726	5,652
Total	**6,726**	**5,652**

The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the underlying position.
Interest rate swaps normally provide for the periodic exchange of floating-rate interest flows for fixed-rate interest flows, both of which are calculated on the basis of the notional principal amount.
The notional amount of open interest rate swaps at the end of the year was €6,726 million (€5,652 million at December 31, 2023), of which €1,490 million in respect of hedges of the Company's share of debt, and €5,236 million in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies. The increase in the overall notional amount is mainly attributable to the following factors:

- new interest rate swaps transacted on behalf of e-distribuzione in the total amount of €1,677 million;
- €473 million in interest rate swaps reaching their natural expiry or reduced as a result of amortization;
- early closing of an interest rate swap entered into on behalf of Enel Generación Perú, for an amount of €130 million, following the sale of generation assets in Peru.

For more details on interest rate derivatives, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".
The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.
At December 31, 2024, 24% of gross long-term financial debt was floating rate (25% at December 31, 2023). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to IFRS 9, 83% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2024 (82% at December 31, 2023). Including derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the ratio is essentially unchanged.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.
More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.
These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.
There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.
With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows:

Millions of euro	Basis points	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2023			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency	25	7.7	(7.7)	-	-	8.5	(8.5)	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	3.4	(3.4)	-	-	4.5	(4.5)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	5.9	(5.9)	-	-	9.2	(9.2)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Currency risk

Currency risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in exchange rates.

For Enel SpA, the main source of currency risk is the presence of monetary financial instruments denominated in a currency other than the euro, mainly bonds denominated in foreign currency.

The exposure to currency risk did not change with respect to the previous year.

For more details, please see note 31 "Financial instruments".

In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two amounts (deliverable forwards) or payment of the difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notional values denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	3,888	6,129
- hedging currency risk on commodities	2,912	4,849
- hedging future cash flows	856	773
- other currency forwards	120	507
Cross currency interest rate swaps	2,050	1,969
Total	**5,938**	**8,098**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €2,912 million, of which €1,456 million to hedge the currency risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- currency forward contracts with a notional amount of €856 million, to hedge the currency risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €592 million in market transactions;
- currency forward contracts with a notional amount of €120 million, of which €59 million in market transactions to hedge the currency risk on contracts for the acquisition of raw materials and semi-finished products for the construction of photovoltaic panels, denominated in currencies other than the euro;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €2,050 million to hedge the currency risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 5.9% of gross long-term debt is denominated in currencies other than the euro.

Considering exchange rate hedges and the portion of debt in foreign currency that is denominated in the presentation currency or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Currency risk sensitivity analysis

The Company analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by the appreciation/depreciation of the euro against all of the foreign currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows:

		at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2023			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Exchange rate	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency after hedging	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	29.7	(36.2)	-	-	10.1	(12.3)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(108.0)	132.0	-	-	(108.2)	132.2
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

126

Credit and counterparty risk

Credit risk is represented by the possibility of a deterioration in the creditworthiness of a counterparty in a financial transaction that could have an adverse impact on the creditor position. The Company is exposed to credit risk from its financial activities, including transactions in derivatives, deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.

The Company's management of financial credit risk is based on the selection of counterparties from among leading Italian and international financial institutions with high credit standing considered solvent both by the market and on the basis of internal assessments, diversifying the exposure among them. Credit exposures and associated credit risk are regularly monitored by the departments responsible for monitoring risks under the policies and procedures outlined in the governance rules for managing the Group's risks, which are also designed to ensure prompt identification of possible mitigation actions to be taken.

Within this general framework, Enel SpA entered into margin agreements with the leading financial institutions with which it operates that call for the exchange of cash collateral, which significantly mitigates the exposure to credit risk.

Loan assets

Millions of euro

Staging	Basis for recognizing expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
	at Dec. 31, 2024				
Performing	12-month ECL	0.19%	2,644	5	2,639
Underperforming	Lifetime ECL		-	-	-
Non-performing			-	-	-
Total			**2,644**	**5**	**2,639**

Trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro	at Dec. 31, 2024			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Trade receivables				
Trade receivables not past due		125	-	125
Trade receivables past due:				
- 1-180 days	0.59%	17	-	17
- more than 180 days (credit impaired)	29.29%	78	23	55
Total trade receivables		**220**	**23**	**197**
Other financial assets				
Other financial assets not past due		633	-	633
Other financial assets past due		-	-	-
Total other financial assets		**633**	**-**	**633**
TOTAL		**853**	**23**	**830**

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Company will encounter difficulty in meeting obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

The objectives of liquidity risk management policies are:

- ensuring an appropriate level of liquidity for the Company, minimizing the associated opportunity cost;
- maintaining a balanced debt structure in terms of the maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including cash and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced debt maturity profile and diversifying funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.

At December 31, 2024 Enel SpA had a total €2,121 million in cash or cash equivalents (€1,122 million at December 31, 2023) and committed lines of credit amounting to €8,250 million, all of which maturing in more than one year (unchanged from December 31, 2023).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in				
	Less than 3 months	Between 3 months and 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years
Bonds:					
- fixed rate	-	-	-	849	868
- floating rate	-	97	97	247	140
Total	**-**	**97**	**97**	**1,096**	**1,008**
Bank borrowings:					
- floating rate	-	337	1,000	-	-
Total	**-**	**337**	**1,000**	**-**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	-	1	1	1	-
Total	**-**	**1**	**1**	**1**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	43	43	86	687	10,954
- floating rate	23	23	2,046	369	-
Total	**66**	**66**	**2,132**	**1,056**	**10,954**
TOTAL	**66**	**501**	**3,230**	**2,153**	**11,962**

Offsetting financial assets and financial liabilities

The following table reports the net financial assets and liabilities. More specifically, it shows that there are no netting arrangements for derivatives in the separate financial statements since the Company does not plan to offset assets and liabilities. As envisaged by current market regulations and to guarantee transactions involving derivatives, Enel SpA has entered into margin agreements with leading financial institutions that call for the exchange of cash collateral, broken down as shown in the table.

Millions of euro						at Dec. 31, 2024
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not offset in the financial statements		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Gross amounts of recognized financial assets/ (liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/ (liabilities) offset in the statement of financial position	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the statement of financial position	Financial instruments	Net portion of financial assets/ (liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/ (liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative assets:						
- on interest rate risk	87		87		(59)	28
- on currency risk	199		199		(139)	60
Total derivative assets	**286**	**-**	**286**	**-**	**(198)**	**88**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**286**	**-**	**286**	**-**	**(198)**	**88**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(156)		(156)		124	(32)
- on currency risk	(527)		(527)		431	(96)
Total derivative liabilities	**(683)**	**-**	**(683)**	**-**	**555**	**(128)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(683)**	**-**	**(683)**	**-**	**555**	**(128)**
NET FINANCIAL ASSETS/ (LIABILITIES)	**(397)**	**-**	**(397)**	**-**	**357**	**(40)**

33. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities.
The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the closing year exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE ASSETS	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	500	1,000	4	21	(17)	500	-	1	-	1
- on currency risk	665	950	47	118	(71)	337	-	37	-	37
Total cash flow hedges	**1,165**	**1,950**	**51**	**139**	**(88)**	**837**	**-**	**38**	**-**	**38**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,618	2,073	82	85	(3)	-	8	-	-	-
- on currency risk	383	281	46	37	9	1,535	2,961	69	76	(7)
Total derivatives at FVTPL	**3,001**	**2,354**	**128**	**122**	**6**	**1,535**	**2,969**	**69**	**76**	**(7)**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**4,166**	**4,304**	**179**	**261**	**(82)**	**2,372**	**2,969**	**107**	**76**	**31**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	2,440	45	49	(4)	-	-	-	-	-
- on currency risk	771	712	407	449	(42)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	**1,161**	**3,152**	**452**	**498**	**(46)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,618	2,080	82	85	(3)	100	122	29	29	-
- on currency risk	383	660	47	37	10	1,863	2,884	73	77	(4)
Total derivatives at FVTPL	**3,001**	**2,740**	**129**	**122**	**7**	**1,963**	**3,006**	**102**	**106**	**(4)**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**4,162**	**5,892**	**581**	**620**	**(39)**	**1,963**	**3,006**	**102**	**106**	**(4)**

130

33.1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value on the trade date of the contract and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk (including Virtual PPAs) and when all the criteria provided by IFRS 9 are met.

At the inception of the transaction, the Company documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Company assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Depending on the nature of the risk exposure, the Company designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please refer to note 32 "Risk management".

To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at designation resulting equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Company through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
- on the other hand, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with those of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Company considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.)
The Company has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedging relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness including the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness may be the following:

- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Cash flow hedge

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Company exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.
The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.
Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the period when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).
If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount (cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").
When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.
For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instru-

ment, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case.
Conversely, hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Company separates foreign currency basis spreads, in designating the hedging derivative, and presents them in other comprehensive income (OCI) in the hedging costs reserve.
With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Company applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).
This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.
Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

- it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
- it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly. At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.
The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the residual life of the hedged element.
The Company does not currently use such hedging relationships.
For more information on fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

33.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate of instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2024	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	500	500	-	-	150	240	1,390
Average IRS rate	*1.63*	*1.78*			*5.44*	*4.32*	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Beyond**	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	-	500	500	-	-	390	1,390
Average IRS rate		*1.63*	*1.78*			*5.07*	

The interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. The cash flow hedge derivatives refer to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001 and floating-rate bank loans obtained during 2020.

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2024 and December 31, 2023.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2024	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2023**
Cash flow hedge derivatives	**1,000**	**1,000**	**5**	**21**	**390**	**390**	**(45)**	**(49)**
Interest rate swaps	1,000	1,000	5	21	390	390	(45)	(49)

The deterioration in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to a decrease in the yield curve in 2024. This phenomenon is mainly attributable to the impact of the gradual easing, mainly in the 2nd Half of 2024, of the restrictive monetary policies implemented by central banks in recent years.

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives hedging interest rate risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on interest rates	**at Dec. 31, 2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**
Positive fair value	5	6	1	-	-	-	-
Negative fair value	(45)	(8)	(9)	(9)	(8)	(10)	(9)

The following table shows the impact of interest rate hedge derivatives on the statement of financial position.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2024			
Interest rate swaps	1,390	(40)	(40)
At Dec. 31, 2023			
Interest rate swaps	1,390	(28)	(28)

The following table shows the impact of hedged items exposed to interest rate risk on the statement of financial position.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2024			2023		
Floating-rate borrowings	20	(20)	-	(14)	14	-
Total	**20**	**(20)**	**-**	**(14)**	**14**	**-**

The following table shows the impact of cash flow hedges on interest rate risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2024						
Floating-rate borrowings	4	-		-	(111)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2024	**4**	**-**		**-**	**(111)**	
At Dec. 31, 2023						
Floating-rate borrowings	(18)	-	-	-	(83)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2023	**(18)**	**-**		**-**	**(83)**	

Currency risk

The following table shows the notional amount and the average rate of instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2024	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**	**Total**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**-**	**337**	**-**	**-**	**-**	**1,436**	**1,773**
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	-	337	-	-	-	-	337
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.16*					
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP						1,436	1,436
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2023	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**	**Total**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**-**	**316**	**-**	**-**	**-**	**1,373**	**1,689**
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	-	316	-	-	-	-	316
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.16*					
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP						1,373	1,373
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

The following table shows the notional amount and the fair value of instruments hedging currency risk on transactions outstanding at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2024**			**at Dec. 31, 2023**		
Cross currency interest rate swaps	Fixed-rate borrowings in foreign currency	47	(407)	1,436	102	(449)	1,373
Cross currency interest rate swaps	Floating-rate borrowings in foreign currency	37	-	337	16	-	316
Total		**84**	**(407)**	**1,773**	**118**	**(449)**	**1,689**

The cross currency interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. More specifically, these derivatives hedge fixed-rate bonds denominated in foreign currencies and a floating-rate borrowing in US dollars that fell due and was renewed with Bank of America in 2021.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk at December 31, 2024 and December 31, 2023, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Cash flow hedge derivatives	**1,002**	**950**	**84**	**118**	**771**	**739**	**(407)**	**(449)**
Cross currency interest rate swaps	1,002	950	84	118	771	739	(407)	(449)

At December 31, 2024 cross currency interest rate swaps had a notional amount of €1,773 million (€1,689 million at December 31, 2023) and an overall negative fair value of €323 million (a negative €331 million at December 31, 2023).

The slight improvement of the fair value of cross currency interest rate swaps is mainly attributable to developments in the exchange rate of the euro against the US dollar and the pound sterling and those in the yield curve.

The following table reports the impact on the statement of financial position of instruments hedging currency risk.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2024			
Cross currency interest rate swaps	1,773	(323)	(323)
At Dec. 31, 2023			
Cross currency interest rate swaps	1,689	(330)	(326)

The following table reports the impact on the statement of financial position of hedged items exposed to currency risk.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2024			2023		
Fixed-rate borrowings in foreign currency	363	(363)	3	342	(342)	(5)
Floating-rate borrowings in foreign currency	(37)	37	-	(16)	16	-
Total	**326**	**(326)**	**3**	**326**	**(326)**	**(5)**

The following table shows the impact of cash flow hedges on currency risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2024						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(3)	-		-	(45)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	2	-		-	97	Financial income
Total at Dec. 31, 2024	**(1)**	**-**		**-**	**52**	
At Dec. 31, 2023						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(251)	-		4	(285)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	12	-		-	65	Financial income
Total at Dec. 31, 2023	**(239)**	**-**		**4**	**(220)**	

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on exchange rates	**at Dec. 31, 2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**
Positive fair value	84	48	6	7	7	7	54
Negative fair value	(407)	(12)	(14)	(15)	(15)	(15)	(255)

33.1.2 Impact of cash flow hedge derivatives on equity gross of tax effects

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion
	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2023			
Interest rate hedges	-	4	(111)	-	-	(18)	(83)	-
Exchange rate hedges	7	(1)	52	-	-	(239)	(220)	-
Hedging derivatives	**7**	**3**	**(59)**	**-**	**-**	**(257)**	**(303)**	**-**

33.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2024 and December 31, 2023 by risk type.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023
Derivatives at FVTPL on interest rates	**2,618**	**2,081**	**82**	**85**	**2,718**	**2,181**	**(111)**	**(114)**
Interest rate swaps	2,618	2,081	82	85	2,718	2,181	(111)	(114)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**1,919**	**3,242**	**115**	**113**	**2,247**	**3,166**	**(120)**	**(114)**
Forwards	1,780	3,102	79	78	2,108	3,026	(83)	(78)
Cross currency interest rate swaps	139	140	36	35	139	140	(37)	(36)
Total derivatives at FVTPL	**4,537**	**5,323**	**197**	**198**	**4,965**	**5,347**	**(231)**	**(228)**

At December 31, 2024, the overall notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and exchange rates came to €9,502 million (€10,670 million at December 31, 2023) with an overall negative fair value of €34 million (a negative €30 million at December 31, 2023).

Interest rate swaps at the end of the year amounted to €5,336 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€2,718 million) and intermediated with those companies (€2,618 million).

The overall notional amount shows an increase of €1,074 million on the previous year, mainly due to new interest rate swaps in favor of e-distribuzione.

Forward contracts hedging currency risk had a notional amount of €3,888 million (€6,128 million at December 31, 2023). Currency forwards with external counterparties amounted to €2,108 million (€3,140 million at December 31, 2023), and related mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the currency risk associated with the prices of energy commodities within the provisioning process of Group companies and matched with market transactions, expected cash flows in currencies other than the euro connected with the acquisition of raw materials and semi-finished products for the construction of photovoltaic panels, as well as the expected cash flows in foreign currency in respect of interim dividends authorized by the subsidiaries.

Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €139 million (€140 million at December 31, 2023), relate to hedges of currency risk on the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and matched with market transactions.

34. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by the IFRS.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability. The best estimate is the market price, i.e. its current price, publicly available and effectively traded on an active, liquid market.

The fair value of assets and liabilities is categorized into a fair value hierarchy that provides three levels defined as follows on the basis of the inputs to valuation techniques used to measure fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

In this note, the relevant disclosures are provided in order to assess the following:

- for assets and liabilities that are measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the

statement of financial position after initial recognition, the valuation techniques and inputs used to develop those measurements; and
- for recurring fair value measurements using significant unobservable inputs (Level 3), the effect of the measurements on profit or loss or other comprehensive income for the year.

For this purpose:
- recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position in particular circumstances.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instruments and market data as of the close of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company. For contracts involving commodities, the measurement is conducted using prices, where available, for the same instruments on both regulated and unregulated markets.
In accordance with the new IFRSs, in 2013 the Company included a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk.

More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market. Changes in the assumptions underlying the estimated inputs could have an effect on the fair value reported for such instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).
Amounts denominated in currencies other than the euro are translated into euros at the official exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
The notional amounts of derivatives reported here do not necessarily represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.
For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instruments and market data at the reporting date, including the credit spreads of Enel.

34.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk		4	-	4	-	1	-	-	-
- on currency risk	33	47	-	47	-	37	-	-	-
Total cash flow hedges		**51**	**-**	**51**	**-**	**38**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	82	-	82	-	-	-	-	-
- on currency risk	33	46	-	46	-	69	-	69	-
Total fair value through profit or loss		**128**	**-**	**128**	**-**	**69**	**-**	**69**	**-**
TOTAL		**179**	**-**	**179**	**-**	**107**	**-**	**69**	**-**

34.2 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	45	-	45	-	-	-	-	-
- on currency risk	33	407	-	407	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**452**	**-**	**452**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	82	-	82	-	29	-	29	-
- on currency risk	33	47	-	47	-	73	-	73	-
Total fair value through profit or loss		**129**	**-**	**129**	**-**	**102**	**-**	**102**	**-**
TOTAL		**581**	**-**	**581**	**-**	**102**	**-**	**102**	**-**

34.3 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		LIABILITIES			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2024	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	1,798	1,798	-	-
- floating rate	31.2.1	575	67	508	-
Total		**2,373**	**1,865**	**508**	**-**
Bank borrowings:					
- floating rate	31.2.1	1,354	-	1,354	-
Total		**1,354**	**-**	**1,354**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	31.2.1	3	-	3	-
Total		**3**	**-**	**3**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	10,517	-	10,517	-
- floating rate	31.2.1	2,485	-	2,485	-
Total		**13,002**	**-**	**13,002**	**-**
TOTAL		**16,732**	**1,865**	**14,867**	**-**

35. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, the 2024 Long-Term Incentive Plan, referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan", the "2024 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in shares: (a) for the 2019, 2020, 2021 and 2022 LTI Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the 2023 and the 2024 LTI Plans (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three year performance period. If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the totall is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, the 2023 LTI Plan and the 2024 LTI Plan.
For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022, May 10, 2023 and May 23, 2024.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12/11/2019[8]	2019-2021	2022[9]	2022-2023[10]
2020 LTI Plan	17/09/2020[11]	2020-2022	2023[12]	2023-2024[13]
2021 LTI Plan	16/09/2021[14]	2021-2023	2024[15]	2024-2025[16]
2022 LTI Plan	21/09/2022[17]	2022-2024	2025[18]	2025-2026
2023 LTI Plan	05/10/2023[19]	2023-2025	2026[20]	2026-2027
2024 LTI Plan	19/09/2024[21]	2024-2026	2027[22]	2027-2028

8. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
9. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
10. On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan was awarded on September 5, 2023.
11. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
12. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
13. On September 5, 2023 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan was awarded on September 5, 2024.
14. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
15. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
16. On September 5, 2024 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2021 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
17. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
18. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
19. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
20. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.
21. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2024 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 24, 2024).
22. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2026, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2024 LTI Plan.

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020 June 17, 2021, June 16, 2022, October 5, 2023 and July 25, 2024 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, the 2023 LTI Plan and the 2024 LTI Plan, respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[23]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[24]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[25]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[26]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	4,200,000[27]	6.3145	26,520,849
2024 LTI Plan	2,900,000	2,900,000[28]	7.0210	20,360,977

As a result of the purchases made to support the Plans and the award of a total 2,609,482 shares in September 2022, 2023 and 2024 to the beneficiaries of the 2019, 2020 and 2021 LTI Plans, in accordance with the Plan rules, at December 31, 2024 Enel holds a total of 12,079,670 treasury shares, equal to about 0.1188% of share capital.

The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 and 2024.

142

23. Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
24. Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
25. Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
26. Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.
27. Shares purchased in the period between October 16, 2023 and January 18, 2024, equal to about 0.041% of share capital.
28. Shares purchased in the period between September 16 and November 8, 2024, equal to about 0.028% of share capital.

			2024		2023	
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded
2019 LTI Plan	1,538,547	6.983	0	0	0	956,562[29]
2020 LTI Plan	1,638,775	7.380	0	708,456[30]	728,265	312,127[31]
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	443,608	196,980[32]	1,375,671	-
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	1,858,051	-	2,023,677	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	3,804,244	-	4,040,820	-
2024 LTI Plan	2,877,714	6.9730	2,877,714	-	-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[33]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €10 million in 2024 (€6 million in 2023).

There have been no terminations or amendments involving the approved Plans.

36. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of the IFRS and the applicable CONSOB measures.

The transactions Enel SpA entered into with its subsidiaries mainly involved the provision of services, the sourcing and employment of financial resources, insurance coverage, human resource management and organization, legal and corporate services, and the planning and coordination of tax and administrative activities.

All the transactions are part of routine operations, are carried out in the interest of the Company and are settled on an arm's length basis, i.e. on the same market terms as agreements entered into between two independent parties.

Finally, the Enel Group's corporate governance rules, which are discussed in greater detail in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com), establish conditions for ensur-

29. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.
30. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.
31. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2020 LTI Plan, was paid on September 5, 2024.
32. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024, to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2025, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2021 LTI Plan.
33. For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2024 LTI Plan, the grant date is September 19, 2024, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2024 LTI Plan to the beneficiaries.

ing that transactions with related parties are performed with transparency and procedural and substantive propriety.
The disclosures on the remuneration of members of the Board of Directors, members of the Board of Statutory Auditors, the General Manager and key management personnel required under IAS 24 are provided in the tables below.

Millions of euro				
	2024	2023	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors, Board of Statutory Auditors and General Manager				
Short-term benefits	5	5	-	-
Termination benefit	-	5	(5)	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**6**	**11**	**(5)**	**-45.5%**

Millions of euro				
	2024	2023	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term benefits	7	8	(1)	-12.5%
Termination benefit	-	4	(4)	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**8**	**13**	**(5)**	**-38.5%**

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties), most recently updated in June 2021. The procedure (available at https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation"). No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2024.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other transactions

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2024	2024		2024	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
3SUN Srl	-	29	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	-	1	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	214	17	-	-	-	17
E-Solar Srl	1	-	-	-	-	-
E-Solar 2 Srl	-	1	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	-
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	295	1	-	-	-	-
Enel Brasil SA	57	1	-	-	-	26
Enel Chile SA	41	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	8	159	-	-	-	11
Enel Finance America LLC	9	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	14	49	-	72	-	2
Enel Global Trading SpA	35	5	-	-	-	4
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Italia Srl	176	12	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	1	-	-	-	-	2
Enel Green Power SpA	22	8	-	3	-	5
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	2	9	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	301	4	-	3	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	-	4	-	-
Enel Italia SpA	5	190	-	29	-	4
Enel Libra Flexsys Srl	10	-	-	-	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	115	42	-	-	-	4
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	20	-	-	-	-	1
Enel Services México SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	(1)	3	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	(1)
Enel X Advisory Services Srl	-	2	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	17	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	-

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2024	2024		2024	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Enel X Srl	6	12	-	2	-	5
Enel X Way Srl	-	6	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	2	16	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Ilary Energia Srl	2	3	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Principia Energy Generation Single Member SA	6	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	44	-	-	-	-
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	-	-	-	-	1
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	8	-	-	-	-	-
Total	**1,393**	**640**	**-**	**120**	**-**	**117**
Other related parties						
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	4	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	-	-	2	-	-
FOPEN	-	1	-	2	-	-
Total	**4**	**1**	**-**	**4**	**-**	**2**
TOTAL	**1,397**	**641**	**-**	**124**	**-**	**119**

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2023		2023		2023
Subsidiaries, joint ventures and associates						
3SUN Srl	-	24	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	1
C&C Uno Energy Srl	1	-	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	5	1	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	64	118	-	-	-	23
E-Solar Srl	-	2	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	-	-	-	-	-	(1)
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	2
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	2
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	(1)
Endesa SA	8	-	-	-	-	6
Endesa X Servicios SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	90	1	-	-	-	3
Enel Brasil SA	32	1	-	1	-	24
Enel Chile SA	33	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	2

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2023		2023		2023
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energia SpA	749	72	-	-	-	4
Enel Finance America LLC	6	-	-	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	2
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Generación Perú SAA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	13	68	-	77	-	1
Enel Global Trading SpA	360	16	-	-	-	3
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	6	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	53	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	3	36	-	4	-	4
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	1	41	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	300	5	-	4	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	2	131	-	27	-	1
Enel North America Inc.	2	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	26	208	-	-	-	8
Enel Romania SA	-	-	-	1	-	1
Enel Sole Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	2	-	-	-	-	1
Enel X Italia Srl	20	1	-	-	-	-
Enel X International Srl	-	9	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	1
Enel X Srl	2	14	-	-	-	1
Enel X Way Srl	2	11	-	-	-	2
Enel X Way Italia Srl	-	13	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	1	1	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	-	9	-	-	1	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	9	74	-	-	2	1
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	3	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	1
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	8	-	-	-	-	-
Total	**1,779**	**921**	**-**	**126**	**-**	**114**
Other related parties						
Enel Cuore Onlus	1	-	-	-	-	2
Fondazione Centro Studi Enel	3	-	-	-	-	-
Total	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
TOTAL	**1,783**	**921**	**-**	**126**	**-**	**116**

Financial transactions

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2024			2024		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2.001	-	8	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	294	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	399
Enel Brasil SA	3	-	679	-	11	-
Enel Chile SA	-	-	860	-	1	216
Enel Colombia SA ESP	-	-	33	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	454	-	3	-
Enel Finance America LLC	-	-	2.722	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19.327	52.298	522	67	1.075
Enel Generación Perú SAA	-	-	-	-	3	-
Enel Global Services Srl	126	1	24	3	9	-
Enel Global Trading SpA	4	1.045	1.973	248	105	1.103
Enel Green Power Chile SA	-	-	83	-	1	-
Enel Green Power Development Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	276	-	1	-
Enel Green Power Matimba Newco 1 Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	20	-	764	-	12	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	3	-	-	-	-
Enel Green Power Perú SAC	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Ngonye SpA	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57	-	266	-	7	-
Enel Green Power SpA	108	4	776	8	10	166
Enel Grids Srl	167	-	25	-	7	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	3.225
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	375
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	1	-	-	-
Enel Italia SpA	183	47	6.656	46	252	-
Enel North America Inc.	77	-	16.728	-	35	-
Enel Produzione SpA	-	-	277	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	363	414	13	-	-
Enel Sole Srl	-	-	129	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	72	-	-	-	4	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	11	-	-	-
Enel X International Srl	12	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	3	-	71	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	939	-	4	-	41	-
Enel X UK Limited	-	-	16	-	-	-
Enel X Way Srl	296	-	123	-	11	-

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2024			2024		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Enel X Way Italia Srl	96	-	41	-	5	-
Enelpower Srl	-	35	-	1	-	3
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	43	-	86	-	3	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	96	1	2	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,150	-	4	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	-	-
Total	**2,206**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**
Other related parties						
Monte dei Paschi di Siena	1	-	-	-	-	-
Total	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2,207**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2023				2023	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	4	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2,297	-	11	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	190	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	88
Enel Brasil SA	145	-	1,249	-	21	-
Enel Chile SA	-	-	470	-	1	285
Enel Colombia SA ESP	-	-	31	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	456	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	-	1	-
Enel Finance America LLC	-	-	3,494	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19,777	52,691	434	66	-
Enel Generación Perú SAA	2	2	325	3	2	-
Enel Global Services Srl	114	2	14	2	10	-
Enel Global Trading SpA	63	2,703	2,231	239	276	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	1	-	118	3	3	-
Enel Green Power Chile SA	-	-	78	-	1	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	40	-	6	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	317	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	8	-	716	-	11	-
Enel Green Power Perù SAC	-	-	-	1	3	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	51	-	292	-	6	-
Enel Green Power SpA	-	157	987	8	45	-
Enel Grids Srl	173	-	23	-	7	267
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2023			2023		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	1,415
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	-
Enel Insurance NV	-	350	282	6	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	4,198	66	7,135	93	235	2,214
Enel North America Inc.	38	-	17,145	-	35	-
Enel Panamá CAM Srl	-	-	9	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,087	-	7	-
Enel Sole Srl	-	-	187	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	84	-	-	-	3	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X International Srl	31	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	109	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	16	-	-	-
Enel X Srl	839	-	4	-	34	-
Enel X UK Limited	-	-	20	-	-	-
Enel X Way Srl	192	-	122	-	7	-
Enel X Way Italia Srl	47	-	49	-	1	-
Enelpower Srl	-	36	-	1	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	4	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	1	-	-
Nuove Energie Srl	36	-	85	-	3	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,166	-	4	-
Total	**6,024**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**

The impact of transactions with related parties on the statement of financial position, income statement and statement of cash flows is reported in the following tables.

Impact on the statement of financial position

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	at Dec. 31, 2024			at Dec. 31, 2023		
Assets						
Derivatives - non-current	179	39	21.8%	261	18	6.7%
Other non-current assets	68	56	82.4%	73	64	87.8%
Trade receivables	197	196	-	167	167	-
Derivatives - current	107	3	2.8%	76	56	73.5%
Other current financial assets	2,678	2,165	80.8%	6,483	5,952	91.8%
Other current assets	1,181	1,145	97.0%	1,581	1,552	98.2%
Liabilities						
Long-term borrowings	17,345	14,142	81.5%	17,855	14,274	79.9%
Derivatives - non-current	581	91	15.7%	620	104	16.8%
Other non-current liabilities	17	9	52.9%	20	9	45.0%
Short-term borrowings	6,410	6,306	98.4%	8,632	8,461	98.0%
Current portion of long-term borrowings	567	132	23.3%	1,179	132	11.2%
Trade payables	132	81	61.4%	135	87	64.4%
Derivatives - current	102	66	64.7%	106	20	18.9%
Other current financial liabilities	178	98	55.1%	226	111	49.1%
Other current liabilities	3,508	551	15.7%	4,395	825	18.8%

Impact on the income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2024			2023		
Revenue	121	119	98.3%	163	119	73.0%
Services and rentals and leases	177	124	70.1%	202	126	62.4%
Income from equity investments	6,563	6,562	-	4,269	4,269	-
Financial income from derivatives	550	151	27.5%	907	421	46.4%
Other financial income	548	464	84.7%	481	387	80.5%
Financial expense from derivatives	454	247	54.4%	869	342	39.4%
Other financial expense	952	595	62.5%	952	449	47.2%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2024			2023		
Cash flows from/(used in) operating activities	5,690	295	5.2%	4,277	(1,147)	-26.8%
Cash flows used in investing activities	(1,085)	(1,051)	96.9%	(1,007)	(960)	95.3%
Cash flows from/(used in) financing activities	(3,606)	2,986	-82.8%	(7,016)	(4,139)	59.0%

37. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA to public or private parties resident or established in Italy.
The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2023, even if made through multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.
Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.
As far as donations made are concerned, the material cases are listed below.

Euro

Beneficiary	Amount	Description of donation
MAXXI	600,000	Grant to promote art, research and innovation in the artistic field
Total	**600,000**	

38. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2023	Change
Sureties and guarantees given:			
- subsidiaries	89,363	91,540	(2,177)
- joint ventures, associates and other	-	158	(158)
- own interest	13	12	1
- third parties	85	106	(21)
Total	**89,461**	**91,816**	**(2,355)**

Sureties in the interest of the Company essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) in an amount equivalent to €13 million acquired following the merger of Enel South America Srl into Enel SpA in 2017. As this is about to expire, in order to ensure continuity of coverage, the Company has entered into a commitment in December to issue a letter of credit in favor of the same counterparty with a guarantee effective date of January 1, 2025.
Sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- €50,492 million issued on behalf of Enel Finance International NV securing bonds issued in European and other international markets;
- €18,585 million issued on behalf of various renewable energy companies for the development of new projects under the Business Plan;
- €4,850 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Italia SpA, Enel Green Power SpA, Enel Chile SA, Enel Green Power Italia Srl, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, Enel Sole Srl, Enel X Way Srl and Enel X Way Italia Srl;
- €2,722 million issued on behalf of the US company Enel Finance America LLC, to back the euro commercial paper and bond issue programs on the North American market and the credit line granted by EKF (Denmark's Export Credit Agency) to support the Group's sustainable investments;
- €1,806 million issued on behalf of Enel Finance International NV to back the euro commercial paper program;
- €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Servizio Elettrico Nazionale for

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

obligations under the electricity purchase contract;
- €985 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Global Trading SpA and Enel Produzione SpA;
- €885 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA and Enel Green Power SpA, in respect of agreements for electricity transmission services;
- €780 million issued to INPS on behalf of various Group companies whose employees elected to participate in the structural staff reduction plan (Article 4 of Law 92/2012);
- €375 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione SpA, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- €489 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading SpA, Enel X Italia Srl, Enel Produzione SpA and Nuove Energie Srl for gas transport capacity;
- €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Global Trading SpA for electricity purchases;
- €50 million issued to E.ON Energy Trading on behalf of Enel Global Trading SpA for trading on the electricity market;
- €46 million issued on behalf of Enel Italia SpA to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;
- €6,098 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2023, the decrease in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries is mainly attributable to the disposals of interests held in renewable companies. The decrease also reflects the repayment of bonds with the aim of strengthening the Group's capital structure, in line with the financial strategy of the 2025-2027 Strategic Plan.
Sureties and guarantees issued on behalf of joint ventures, associates and other companies decreased by €158 million; at December 31, 2023 the item included guarantees issued on behalf of Enel Green Power Australia (€118 million) and Enel Green Power Hellas (€40 million) prior to the sale of 50% of the investments during the year.
Sureties and guarantees issued on behalf of third parties, in the amount of €85 million, regard guarantees issued to various beneficiaries and are connected with the sale to the Greek company Public Power Corporation SA of equity interests held by the Enel Group in Romania, completed in October 2023.
In its capacity as the Parent, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

39. Contingent assets and liabilities

BEG litigation - Italy, France, Luxembourg

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA (BEG) in Italy, Enelpower SpA (Enelpower) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient, filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.
In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. At the hearing of November 6, 2024 the Court rejected the petition.
With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.
On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal

brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.
Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of 14 October 2022 and therefore the proceeding was extinguished.
A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. Enel and Enelpower are preparing their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and, considering the case ready for decision, scheduled final arguments for October 17, 2024, when the parties exchanged their final arguments. We are awaiting a decision.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies are preparing their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France. On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* rejected ABA's claim. Among other issues, the *Tribunal de Grande Instance* ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud.
Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000 each for legal costs. With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.
Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023 Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*. On April 18, 2024, ABA appeared in court, communicating the release of the precautionary attachments and requesting the *Cour de Cassation* to terminate the proceedings due to the cessation of the subject matter of the dispute. Enel opposed the request for termination of the proceedings; the Court's decision on the matter is pending.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.

Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.
On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank. In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg.
Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, on September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Kino arbitration – Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration. Enel – which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it for the moment. The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv.
On August 4, 2023, the arbitration ruling was notified. The arbitration board declared that it did not have jurisdiction against Enel SpA and, in partially granting the claim of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now Enel Services Mexico SA de Cv – Enel Services) to pay penalties totaling about $77 million, plus interest at an annual rate of 6%. Subsequently, Kino Contractor and Enel Services filed a petition requesting correction of the arbitration award, which was partially granted and, on December 13, 2023, they filed a petition to void the award before the Mexican courts. Subsequently, the Project Companies have requested the recognition and enforcement of the arbitration award. The proceeding is pending.
In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. This proceeding concluded with a favorable decision on December 3, 2024, which fully recognized Enel's defenses. On December 17, 2024, the Project Companies filed an appeal and Enel, on December 24, 2024, filed a conditional cross appeal. The proceeding is pending.

40. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Company after December 31, 2024.

- *"IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements"*, issued in April 2024. The new standard, regarding the presentation and disclosure in the financial statements, will replace "IAS 1 – Presentation of Financial Statements", introducing new requirements in order to provide users with more relevant and transparent information, focusing on updates relating to the income statement. In detail, the key concepts introduced by IFRS 18 are related to:
  - the structure of the income statement, requiring new and specific subtotals;
  - the requirement to determine the most functional grouping for the presentation of expenses in the income statement;
  - the presentation in a single note within the financial statements of disclosure on the management-defined performance measures, corresponding to subtotals of revenue and costs used in public communications reported outside the financial statements; and
  - improved principles of aggregation and disaggregation of information.

  The standard is effective, subject to endorsement, retrospectively for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"*, issued in May 2024. The new voluntary standard allows eligible subsidiaries to apply reduced disclosures. Subsidiaries are eligible to apply the standard if:
  - they do not have public accountability; and
  - its ultimate or intermediate parent prepares consolidated financial statements available for public use that comply with IFRS Accounting Standards.

  The standard applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.
- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023. The amendments require the application of a consistent approach in determining whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, in determining the exchange rate to be used and the disclosure to be provided. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2025.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 – Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments"*, issued in May 2024. The amendments include new requirements intended to:
  - clarify the date of recognition and derecognition of some financial assets and liabilities, with a new exception for some financial liabilities settled through an electronic cash transfer system;
  - clarify and add further guidance for assessing whether a financial asset meets the solely payments of principal and interest (SPPI) criterion;
  - add new disclosures for certain instruments with contractual terms that can change cash flows (such as some instruments with features linked to the achievement of environment, social and governance (ESG) targets); and
  - update the disclosures for equity instruments designated at fair value through other comprehensive income (FVOCI).

  The amendments will apply, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026.
- *"Annual Improvements Volume 11"*, issued in July 2024. The document contains formal amendments and clarification for existing standards. In detail, the following standards have been modified:
  - *"IAS 7 - Cost method"*; the amendment eliminates the term "cost method", no longer defined in IFRS accounting principles;
  - *"IFRS 9 - Lessee derecognition of lease liabilities"*; the amendment addresses a potential lack of clarity regarding how a lessee accounts for the derecognition of a lease liability by clarifying that any resulting gain or loss should be recognized in profit or loss;
  - *"IFRS 9 - Transaction price"*; the amendment removes the reference in Appendix A of IFRS 9 to the definition of "transaction price" in IFRS 15, since the term is used in a number of paragraphs of IFRS

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

9 with a meaning that is not necessarily consistent with the definition of that term in IFRS 15;
- *"IFRS 7 - Gain or loss on derecognition"*: the amendment clarifies potential confusion arising from an obsolete reference to a paragraph that was removed from the standard when "IFRS 13 - Fair Value Measurement" was issued;
- *"IFRS 7 - Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price"*: the amendment clarifies an inconsistency between the standard and the related implementation guidelines, which emerged when an amendment, consequent to the issuance of IFRS 13, was made to the standard, but not to the corresponding paragraph of the implementation guidelines;
- *"IFRS 7 - Introduction and credit risk disclosures"*: the amendment addresses potential confusion by clarifying how to apply the relevant application guidance and simplifying some explanations;
- *"IFRS 10 - Determination of a 'de facto agent'"*: the amendment clarifies how an investor must determine whether another person is acting on their behalf;
- *"IFRS 1 – Hedge accounting by a first-time adopter"*: the amendment improves consistency between hedge accounting requirements in IFRS 9 and IFRS 1.

Each amendment applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026. Earlier application is permitted.

- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"*, issued in December 2024. The amendments aim to better represent the financial effects arising from certain contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources (e.g. wind and solar). Such contracts involve exposure to the volatility of the underlying quantity of electricity because the source of its generation depends on uncontrollable natural conditions (e.g. weather conditions). Examples provided include both contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources, often structured as long-term agreements (i.e. physical Power Purchase Agreements, PPAs), and financial instruments that refer to this type of electricity (i.e. Virtual Power Purchase Agreements, VPPAs).

  The amendments are as follows:
  - the application of the "own use exception" to physical PPAs is permitted if the company has been, and plans to be, a net purchaser of electricity in the contract period (i.e. purchases of renewable electricity sufficiently offset any sales of unused electricity within the same market);
  - the application of hedge accounting is permitted to Virtual PPAs (i.e. contracts that do not provide for the physical delivery of energy and whose settlement is based on the difference between the market price of energy and the strike price provided for in the contract) or to PPAs for which it is not possible to apply the own use exemption. In particular, such contracts can be used as hedging instruments for a variable nominal amount of forecast electricity transactions, aligned with the variable amount that is expected to be provided by the generation plant to which the hedging instrument refers. If the cash flows of the hedging instrument are conditional on the occurrence of a designated forecasted transaction, it is assumed that the transaction is highly probable;
  - additional disclosure requirements have been introduced to clarify the effects of such contracts on cash flows and financial performance. In addition, specific disclosures are required in the event of adoption of the own-use exception.

  The amendments apply for annual periods beginning on or after January 1, 2026. Earlier application is permitted.

The Company is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

41. Events after the reporting period

Enel places new €2 billion perpetual hybrid bonds, with an average coupon of 4.375% and an average cost lower than current market levels

On January 7, 2025, Enel SpA has successfully launched on the European market new non-convertible, subordinated perpetual hybrid bonds for institutional investors, denominated in euros, for an aggregate amount of €2 billion.

The new issue is structured in the following two series: a €1,000 million bond with an annual fixed coupon of 4.250% to be paid until (but excluding) the first reset date of April 14, 2030; a €1,000 million bond with an annual fixed coupon of 4.500% which will be paid until (but excluding) the first reset date of January 14, 2033. The issue totaled orders in the amount of about €6.8 billion; the response from investors allowed the achievement of an average coupon of 4.375%.

Enel launches a triple-tranche €2 billion sustainability-linked bond in the Eurobond market

On February 17, 2025, Enel Finance International NV launched a sustainability-linked bond for institutional investors in the Eurobond market of a total €2 billion. The issue is guaranteed by Enel and envisages the use of two sustainability Key Performance Indicators for each tranche, illustrated in the Sustainability-Linked Financing Framework, last updated in December 2024. The issue, which has an average duration of approximately six years, has an average coupon lower than 3% and is structured in the following three tranches: (i) €750 million at a fixed rate of 2.625%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2028; (ii) €750 million at a fixed rate of 3.000%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2031; (iii) €500 million at a fixed rate of 3.500%, with settlement date set on February 24, 2025, maturing on February 24, 2036.

Enel signs a €12 billion committed revolving credit line

On February 19, 2025, Enel SpA and its subsidiary Enel Finance International NV (EFI) signed a committed, revolving, sustainability-linked credit facility for an amount of €12 billion and a maturity of five years. The facility foresees the use of a sustainability Key Performance Indicator illustrated in the Sustainability-Linked Financing Framework linked to the "Percentage of capex aligned with the EU Taxonomy" in addition to the achievement of a Sustainability Performance Target equal to or greater than 80% as of December 31, 2026 for the 2024-2026 period. This facility replaces the previous credit line that had been signed in March 2021, and subsequently amended, with an overall value of €13.5 billion.

42. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2024 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2024 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.5
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.9
	- entities of the KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.4**
Subsidiaries of Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	5.0
	- entities of the KPMG network	6.2
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.2
	- entities of the KPMG network	2.0
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**14.4**
TOTAL		**16.8**

前へ

2【主な資産・負債及び収支の内容】

本項に記載すべき事項は、連結財務書類注記及び財務書類注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務書類注記58「報告期間後の事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記55「偶発資産及び債務」を参照のこと。

４【日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違】

以下は、国際財務報告基準（IFRS）と適用可能な日本の会計原則及び会計慣行との間の主要な差異を示している。IFRSとは、国際会計基準（IAS）、国際財務報告基準（IFRS）、国際財務報告基準解釈指針委員会（IFRIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈のことであり、国際会計基準審議会（IASB）により公表され、規則（EC）1606/2002号に従って欧州共同体が承認し、2024年12月31日時点で有効なものである。この基準は、エネル・グループが2024年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRS（IAS第36号「資産の減損」）の下では、減損の兆候がある場合、減損損失は資産の帳簿価額がその回収可能価額を超過する額として算定される。回収可能価額とは、（i）売却費用控除後の公正価値及び（ⅱ）使用価値（残存価額を含む、当該資産の使用から生じる将来キャッシュ・フローの現在価値）のうち、いずれか高い方の金額をいう。

日本の会計原則の下では、資産の帳簿価額は、資産の使用及び最終処分時を通じて発生すると見込まれる割引前キャッシュ・フローと比較される。その結果、帳簿価額が割引前キャッシュ・フローよりも高い場合、帳簿価額は回収不能とみなされる。その後、減損損失が認識される。

（2）のれん

IFRS（IAS第38号）の下では、企業結合において取得した資産から生じたのれんは償却されず、減損損失があれば調整される。企業結合から生じるのれんの認識及び測定には、全部のれん法及び部分のれん法の二つの異なる方法がある。

日本の会計原則の下では、のれんは最長20年の期間にわたり規則的に償却され、特定の条件が充たされた場合に減損される。のれんは、部分のれん法に類似の方法で認識される。

（3）金融商品の公正価値測定の範囲

IFRS（IFRS第９号）の下では、関連する資本性金融商品及び資本性金融商品に連動するデリバティブにおける投資が、活発な市場における市場相場を有しない場合でも、すべての場合で公正価値を設定することが必要である。当該投資は原則公正価値で測定される必要があるが、信頼性をもって公正価値を測定できない場合にのみ原価で測定することができる。しかしそのような場合は稀であると推定される。

日本の会計原則の下では、活発な市場における市場相場を有しない有価証券は、公正価値の入手が大変困難であると仮定して原価で測定される。特定の種類のデリバティブ（例えば天候デリバティブなど）において成熟した市場が未だ形成されていない場合、公正価値は測定が大変困難である。その結果、当該デリバティブは貸借対照表上取得原価で測定される。

（4）有給休暇引当金

IFRS（IAS第19号）の下では、当該関連期間にわたり有給休暇において費用の認識が求められる。

日本の会計原則の下では、そのような便益において会計的な取扱いをする実務はない。

（5）過去勤務費用

IFRS（IAS第19号）の下では、過去勤務費用は純損益にて認識する。

日本の会計原則では、その他の包括利益に累積した過去勤務費用は、その他の包括利益の調整額として損益に振替えられる。

（6）固定資産の再評価

IFRS（IFRS第１号）の下では、エネル・グループは、「取得原価」法を採用しているが、IFRSへの移行日又は移行日以前における固定資産については、再評価日における、みなし原価としての一定の再評価を行っている。

日本の会計原則の下では、資産の再評価は認められていない。

（7）子会社の支配の喪失

IFRS（IFRS第10号）の下では、支配が失われた場合、親会社は、残存する非支配持分を、支配が失われた日における公正価値で再測定し、支配が失われた結果生じる利得又は損失を、純損益を通じて認識する。その後、前述の残存持分は、残存する影響の種類に応じて、適用可能な基準に従って計上される。

一方、日本の会計原則の下では、持分の一部売却後の残存投資が関連会社に該当する場合は持分法を用いて測定される。残存投資が関連会社に該当しない場合は親会社の個別財務諸表における帳簿価額に基づいて測定される。

（8）無形資産の当初認識と測定

IFRS（IAS第38号）の下では、無形資産は、識別可能な場合で、過去の事象の結果として企業により支配され、企業に将来の経済的便益をもたらす可能性があり、かつ、（a）資産から期待される将来の経済的便益が企業に流入する可能性が高い、又は（b）資産の原価が信頼性をもって測定できるものである場合にのみ認識されなければならない。研究に係る支出は発生時に費用として認識する。開発費用は、技術的な実現可能性、資産の完成、使用又は売却の意図、及びその他の条件が全て証明できる場合に限り、無形資産として認識される。

一方で、日本の会計原則の下では、研究開発及びソフトウェアに係る支出を除き、無形資産の認識に関する明確な指針はない。研究開発に係る支出は発生時に費用として認識する。

（9）減価償却単位（構成要素アプローチ）

IFRS（IAS第16号）の下では、当該項目の原価総額に関連して重要な原価を持つ有形固定資産項目の各部分は、区分して償却しなければならない。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（10）不利な契約

IFRS（IAS第37号）の下では、不利な契約とは、契約による債務を履行するための不可避的な費用が、契約上の経済的便益の受取見込額を超過している契約をいう。企業に不利な契約があるならば、当該契約下の現在債務は、引当金として認識かつ測定する。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（11）賦課金

IFRS（IFRIC第21号「賦課金」）の下では、賦課金債務は、関連する法令により特定されたとおり、支払原因となる活動が生じた時点で認識する。賦課金債務は、（i）関連する法令に従って、支払原因となる活動が一定期間にわたり生じる場合は、徐々にのみ認識され、（ii）（収益又は売上高若しくは生成高の最低値といった）活動基準量の最低値に到達したことを当該賦課事由とする場合は、活動基準量に達した時点で認識される。

日本の会計原則の下では、賦課金において特別な基準は定められていない。

（12）共同支配事業

IFRS（IFRS第11号「共同支配の取決め」）の下では、共同支配事業の共同支配を有する企業は、その持分に関連して、共同支配事業から生じるその資産、負債、収益及び費用を認識する。

日本の会計原則の下では、共同支配事業に対する投資は連結財務書類上、持分法により会計処理される。日本の会計原則は、共同支配事業及びジョイント・ベンチャーの会計上の取扱いを区分していない。

（13）リース

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手はリースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類しないが、短期リースや少額リースといった認識免除が選択される場合を除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、原資産の所有に関連する全てのリスク及び経済価値を借手に実質的に移転するかどうかに基づいて、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースは解約不能及びフルペイアウトであることが必要であり、次の条件を満たす必要がある。

（ⅰ）解約不能な期間にわたる支払リース料総額の現在価値が当該資産の見積現金購入価格の90%以上であること

（ⅱ）当該リース期間が当該関連資産の経済的耐用年数のおよそ75%以上であること

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手は、リース期間が開始日から12ヶ月以内の短期リース契約及び原資産が少額のリース契約に関して、使用権資産及びリース負債を認識することなく費用として支払リース料を認識することを選択できる。エネル・グループは当該認識免除を適用している。

日本の会計原則の下では、いくつかの条件が充たされる場合（すなわち、支払リース料総額が３百万円未満のリース）、リース資産及び負債を認識することなくオペレーティング・リースとしてリースの会計処理の目的で「簡便法」を用いることができる。

IFRS第16号（「リース」）の下では、開始日に借手は当初使用権資産を取得原価で、リース負債をリース期間にわたる支払リース料の現在価値で測定する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースのリース資産とリース負債は次のように測定される。

（Ⅰ）貸手の購入価格が明らかな場合

（a）所有権移転：貸手の購入価格

（b）所有権移転外：貸手の購入価格及び最低支払リース料の現在価値（当該資産の残存価値を含む）のうちいずれか低い方

（Ⅱ）貸手の購入価格が不明な場合、支払リース料の現在価値（割引後の資産購入権の価値を含む）及び借手の見積現金購入価格のうちいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

IFRS第５号（売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業）の下では、（i）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定され、売却目的で保有している間又は売却目的で保有している処分グループの一部である間は当該資産に係る減価償却は停止され、また、（ⅱ）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書上で他の資産および負債と区別して表示され、非継続事業の損益は連結損益計算書で区別して表示される。

日本の会計原則の下では、売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関する基準は定められていない。

（2）連結財政状態計算書

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は財政状態計算書の特定の様式を定めていない。流動性表示がより信頼ある適切な情報を提供する場合を除き、資産及び負債の流動／非流動が用いられる。エネル・グループは、その連結財政状態計算書において、流動／非流動の表示を選択している。

日本の会計原則は、一般的な財政状態計算書の様式を定めている。財政状態計算書の見出しは、IFRSと比較してより詳細に表示することが求められる。公開会社は特定の開示要件への準拠が求められる。

(3) 連結損益計算書及びその他の包括利益

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、標準的な様式を定めていない。支出は二つの形式（機能別又は性質別）のうちいずれかで表示され、エネル・グループは性質別に費用を分類する方法を選択している。損益計算書における表示を必要としている最小限の項目がある。

IFRSでは損益項目及びその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 小計を伴う包括利益計算書単一方式
- 二つの別個の計算書方式

エネル・グループは二つの別個の計算書にて当期包括利益項目を表示することを選択している。

日本の会計原則は、営業利益、経常利益、及び純利益により、利益の三区分での表示を求めている。表示は通常は性質別になされる。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS／IASのフレームワークと比較してより詳細な表示を求めている。

(4) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、例外的（重要）項目という用語を用いていないが、企業の業績をよりよく説明するために、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、説明する必要がある項目の個別開示を求めている。

日本の会計原則は、例外的項目を損益計算書の「特別損益」の区分での別掲を求めている。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替相場は、最近５年間及び最近６ヶ月間の日本において時事に関する事項を報道する２以上の日刊新聞紙に掲載されていることから、ユーロに関する記載は省略した。

第８【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

１【日本における株式事務の概要】

当社株式を取得する者（本項において以下「実質株主」という。）と、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）との間の外国証券取引口座に関する規則（以下「外国証券取引口座約款」という。）により、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買の執行、売買代金の決済、証券の保管及びその他当社株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、当社株式に関する事務手続の概要である。

(1) 当社株式の保管

当社株式は、窓口証券会社のためにイタリアにおける保管機関（以下「保管機関」という。）又はその名義人の名義で登録され、保管機関により保管される。原則として、窓口証券会社は実質株主に対して受領書を発行するが、かかる受領書を譲渡することはできない。

(2) 当社株式の譲渡に関する手続

窓口証券会社が発行する受領書を提出することで、実質株主は、その持株の保管替え又は売却注文をなすことができる。実質株主と窓口証券会社との間の決済は、円貨又は窓口証券会社が応じ得る範囲内で実質株主が指定した外貨による。

(3) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した全ての通知及び通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主が、かかる通知及び通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

(4) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、保管機関又はその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関又はその名義人は議決権を行使しない。

(5) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、現金配当は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる配当金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(6) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主から特に指示がない限り、窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

準備金の資本組入により発行される株式は、一般に、保管機関又はその名義人に対して交付され、窓口証券会社は実質株主に対して領収証を発行する。

(7) 新株引受権

当社株式について新株引受権が与えられた場合、かかる新株引受権は、原則として窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

２【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 名義書換代理人及び名義書換取扱場所

当社は、日本に、当社株式に関する名義書換代理人又は名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有する全ての実質株主の明細表（以下「実質株主明細表」という。）を作成し、かかる明細表には各実質株主の名前及びそれら実質株主の各人の代わりに保有される当社株式の株数が記載される。

(2) 実質株主明細表の基準日

当社は配当の支払に関する権利落ちの基準日を定めなければならない。かかる配当を受領する資格を有する実質株主を決定するための実質株主明細表の基準日は、通常当該基準日の直前の営業日となる。

(3) 事業年度の終了

当社の事業年度は毎年12月31日に終了する。

(4) 公告

日本において公告を行わない。

(5) 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより年間口座管理料を支払う他、必要に応じて実費を支払う。

(6) 当社株式の譲渡制限

当社株式に譲渡制限はない。

(7) 日本における配当等に関する課税上の取扱い

(イ)配当

当社から株主に支払われる配当は、日本の税法上、配当収入として取扱われる。日本の居住者たる個人又は日本の法人に対して支払われる当社の配当金については、当該配当金額（イタリアにおける当該配当の支払の際にイタリア又はその地方公共団体の源泉徴収税が徴収される場合、当該控除後の金額）につき、当該配当の支払を受けるべき期間に応じ、下表に記載された源泉徴収税率に相当する金額の日本の所得税・住民税が源泉徴収される。

配当課税の源泉徴収税率

配当を受けるべき期間	日本の法人	日本の居住者たる個人
2014年１月１日～2037年12月31日	所得税15.315%	所得税15.315%、住民税５%
2038年１月１日～	所得税15%	所得税15%、住民税５%

日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。

当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。本書の日付け現在、申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年１月１日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20.315%（所得税15.315%、住民税５%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年度以後における上場株式等の株式売買損を控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人が2016年１月１日以後に支払を受ける配当所得の計算においては、上場株式等及び一定の公社債等の売買損・譲渡損を控除することができる。

なお、配当控除(個人の場合）及び受取配当益金不算入(法人の場合）の適用はない。

イタリアにおいて課税された税額は、配当につき確定申告した場合には日本の税法の規定に従い外国税額控除の対象となりうる。

(ロ)売買損益

1)　居住者である個人株主の株式の売買によって生じた株式売買益は、原則として所得税の対象となり、株式売買損は、他の株式売買益から控除することができる。また、2009年度以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。）から控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人による2016年１月１日以後の上場株式等の株式売買損は、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額（申告分離課税を選択したものに限る。）並びに一定の公社債等の利子所得の金額等から控除することができる。

2)　当社株式の内国法人株主については、株式の売買損益は、課税所得の計算上益金・損金に算入される。

(ハ)相続税

日本の税法上日本の居住者である実質株主が、イタリアで発行された株式を相続又は遺贈によって取得した場合、日本の相続税法によって相続税が課されるが、国外で日本の相続税に相当する税が課される等、一定の要件を満たしているときには、外国税額控除が認められることがある。

イタリアにおける課税上の取扱いについては、「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

第９【提出会社の参考情報】

１【提出会社の親会社等の情報】

当社には親会社等は存在しない。

２【その他の参考情報】

事業年度の開始日から本有価証券報告書提出日までの間に提出された、金融商品取引法第25条第１項各号に掲げる書類は、以下のとおりである。

１．有価証券報告書	2024年６月28日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2024年９月27日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第１【保証会社情報】

該当なし。

第２【保証会社以外の会社の情報】

該当なし。

第３【指数等の情報】

該当なし。

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2024年6月19日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2023年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2024年４月19日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

19 June 2024

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 19, 2024, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2023 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the material accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される)。

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエー の株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する連結会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･グループ(以下「グループ」という。)の連結財務書類を監査した。

当監査法人は、当該連結財務書類が、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠し、2023年12月31日現在のエネル･グループの財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「*連結財務書類監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務書類の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、*エネル･エスピーエー*(以下「親会社」という。)から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当会計年度の連結財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。当該事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応しており、当監査法人は、当該事項について個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務書類に対する注記：注記2.1「見積りの利用及び経営者の判断 - 顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針 - 顧客との契約から生じた収益」、11.a「販売及びサービスから生じた収益」及び 34「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいて、又は販売業者及び運送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積額を含み、送電網の損失も考慮して計算されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主として過去の情報に基づいて決定された個々の顧客の消費量の推定値に基づいており、推定消費量に影響を及ぼす可能性のある気候要因又はその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を踏まえると、当該推定は非常に複雑である。 従って、未請求の電力及びガスの供給による収益の認識は、監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含む： 未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解； 監査の目的上重要とみなされた、IT統制を含む統制の設計、実施及び運用の有効性の評価、及びIT専門家の関与； 見積りに用いられた電力とガスの量に関する実証手続の実施； 見積りに使用された販売価格の正確性の確認； 連結財務書類で認識された見積りと、その後の実際の数値との比較； 未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の適切性の評価

連結財務書類における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠した、真実かつ公正な連結財務書類を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務書類を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、連結財務書類の作成における継続企業の前提の適切な使用、並びにその適切な開示に責任を負う。取締役は、親会社を清算または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではではない。虚偽表示は、不正または誤謬から生じる可能性があり、個別または全体として、この連結財務書類に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた：

- 不正か誤謬かにかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対処した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。
- グループの内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。

- 経営者が採用している会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。
- 経営者が継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において連結財務書類中の関連開示項目に注意を喚起すること、もしくは、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。当監査法人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象や状況によっては、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。
- 開示を含む連結財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務書類がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうか評価する;
- 連結財務書類に対する意見を表明するために、グループ内の各事業体または事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務書類の監査における指示、監督、及び実施に関して責任を負う。当監査法人は、その監査意見に対して単独で責任を負う。

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の連結財務書類の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して親会社から独立した関係を維持したことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の経営者は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2023年12月31日現在の連結財務書類に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、連結財務書類が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700B により要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2023年12月31日現在の連結財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

特定の技術的制約により、連結財務書類の注記に含まれる一部の情報は、XHTML形式からXBRLインスタンスに抽出された際に、XHTML形式の連結財務書類に表示された対応する情報と同一の状態では再現されない場合がある。

政令第39/10号第14条2項e) 及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

親会社の経営者は、2023年12月31日現在におけるグループの事業、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する連結財務書類との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項に指摘されている、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中に記載された、業務報告書及び具体的な情報が、2023年12月31日現在のグループの連結財務書類と一致していること、並びに適用法令に準拠していること、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかについて意見を表明するために、監査基準 (SAイタリア) 720B が求める手続を実施した。

当監査法人の意見では、上記のコーポレート･ガバナンスと株主構成に関する報告書に記載されている、業務報告書及び具体的な情報が、2023年12月31日現在のグループの連結財務書類と一致し、かつ適用法令に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e) により要求されている上記の記述に関して、監査を通じて得た当該企業及びその環境に対する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人が報告すべきものはない。

政令第254/16号を施行する Consob (イタリア国家証券委員会) 規則第4条に関する声明

エネル･エスピーエーの取締役は、政令第254/16号に従い、連結非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、その連結非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。政令第254/16号第3条10に従い、当監査法人は連結非財務情報が準拠していることを別途確認した。

2024年4月19日 ローマ

KPMG S.p.A.

(原本に署名)

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2023 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 "Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Material accounting policies – Revenue from contracts with customers", 11.a "Revenue from sales and services" and 34 "Trade receivables"

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: • understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; • assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; • performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; • checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; • comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in this report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2023 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2023 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Due to certain technical limitations, some information included in the notes to the consolidated financial statements when extracted from the XHTML format to an XBRL instance may not be reproduced in an identical manner with respect to the corresponding information presented in the consolidated financial statements in XHTML format.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2023 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2023 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2023 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a consolidated non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such consolidated non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the consolidated non-financial statement separately.

Rome, 19 April 2024

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ 次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2024年6月19日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2023年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2024年4月19日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

19 June 2024

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 19, 2024, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2023 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the material accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

前へ 次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ訳されている。従って、イタリア語原文が優先される)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエー の株主各位

個別財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、当該個別財務書類が、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠し、2023年12月31日現在の会社の財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「*個別財務書類の監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務書類の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、会社から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

報告すべき主要な監査事項はない。

個別財務書類における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠して真実かつ公正な表示をした個別財務書類の作成についてその責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務書類を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存続する能力を評価し、個別財務書類の作成における継続企業の前提の適切な使用、並びに関連する開示の適切性に責任を負う。取締役は、会社を清算または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い水準の保証であるが、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できるという保証ではない。虚偽表示は、不正または誤謬から生じる可能性があり、個別または全体として、この個別財務書類に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対応した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化などが関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **会社の内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において個別財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する個別財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。開示を含む個別財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに個別財務書類がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、計画された監査の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係やその他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

EU規則第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の法定監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット (ESEF) **の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則** (EU)**第**2019/815**号の規定を、年次財務報告書に収載される**2023**年**12**月**31**日現在の個別財務書類に適用することについてその責任を負う。**

当監査法人は、個別財務書類が欧州委員会委任規則 (EU)**第**2019/815**号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準** (SA**イタリア**) 700B **により要求されている手続を実施した。**

当監査法人は、2023**年**12**月**31**日現在の個別財務書類が**XHTML**形式で作成され、欧州委員会委任規則** (EU) **第** 2019/815**号の規定に準拠して表示されているものと認める。**

政令第39/10号第14条2項e) 及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

会社の取締役は、2023**年**12**月**31**日現在における事業、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する個別財務書類との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。**

当監査法人は、政令第58/98**号第**123**条の**2**第**4**項に指摘されている、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中に記載された、業務報告書及び具体的な情報が、**2023**年**12**月**31**日現在の会社の個別財務書類と一致していること、並びに適用法令に準拠していること、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかについて意見を表明するために、監査基準** (SA**イタリア**) 720B **が求める手続を実施した。**

当監査法人は、上記のコーポレート･ガバナンスと株主構成に関する報告書に記載されている業務報告書及び具体的な情報が、2023**年**12**月**31**日現在の会社の個別財務書類と一致し、かつ適用法令に準拠して作成されているものと認める。**

政令第39/10**号第**14**条**2**項**e) **により要求されている上記の記述に関して、監査を通じて得た当該企業及びその環境に対する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人が報告すべきものはない。**

2024**年**4**月**19**日　ローマ**

KPMG S.p.A.

(原本に署名)

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2023 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2023 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2023 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of a reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2023 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the reports on operation and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2023 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the reports on operation and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2023 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 19 April 2024

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2025年6月9日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2024年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2025年4月15日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

9 June 2025

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 15, 2025, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2024 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される。)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務諸表の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2024年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル・グループ(以下「グループ」という。)の連結財務諸表を監査した。

当監査法人は、当該連結財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠し、2024年12月31日現在のエネル・グループの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「連結財務諸表の監査における監査人の責任」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、エネル・エスピーエー(以下「親会社」という。)から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当会計年度の連結財務諸表の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。当該事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応しており、当監査法人は、当該事項について個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務諸表注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断‐顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針‐顧客との契約から生じた収益」、9.a「販売及びサービスから生じた収益」及び 32「営業債権」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいて、又は販売業者及び運送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積額を含み、送電網の損失も考慮して計算されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主として過去の情報に基づいて決定された個々の顧客の消費量の推定値に基づいており、推定消費量に影響を及ぼす可能性のある気候要因又はその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を踏まえると、当該推定は非常に複雑である。 したがって、未請求の電力及びガスの供給による収益の認識は、監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続には以下が含まれる。 ・未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解 ・監査の目的上重要とみなされた、IT統制を含む統制の設計、実施及び運用の有効性の評価、及びIT専門家の関与 ・見積りに用いられた電力とガスの量に関する実証手続の実施 ・見積りに使用された販売価格の正確性の確認 ・連結財務諸表で認識された見積りと、その後の実際の数値との比較 ・未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の適切性の評価

連結財務諸表における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠した、真実かつ公正な連結財務諸表を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、連結財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及び関連する開示の適切性について責任を負う。取締役は、親会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務諸表を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務諸表の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この連結財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対処した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **グループの内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **取締役が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **取締役が継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において連結財務諸表中の関連開示項目に注意を喚起することが、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況によっては、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務諸表がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうか評価する。**
- **連結財務諸表に対する意見を表明するために、グループ内の各事業体又は事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務諸表の監査における指示、監督、及び実施に関して責任を負う。当監査法人は、その監査意見に対して単独で責任を負う。**

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の連結財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して親会社から独立した関係を維持したことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務諸表に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2024年12月31日現在の連結財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、連結財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2024年12月31日現在の連結財務諸表がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

親会社の取締役は、2024年12月31日現在におけるグループの事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する連結財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準（SAイタリア）720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、連結財務諸表との整合性について意見を表明する。
- 連結サステナビリティ報告書を含む項を除く事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、グループの2024年12月31日現在の連結財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、連結サステナビリティ報告書を含む項を除き、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

適用法の遵守に関する当監査法人の意見は、事業報告書の連結サステナビリティ報告書を含む項には及ばない。本項の作成に適用される法令及びEU規則第2020/852号第8条の開示要件に本項が準拠しているかについての当監査法人の結論は、政令第39/10号第14条の2に従い作成された保証報告書に記載されている。

2025年4月15日　**ローマ**

KPMG S.p.A.

（原本に署名）

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　　**次へ**

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2024 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 “Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers”, 2.2 “Material accounting policies – Revenue from contracts with customers”, 9.a “Revenue from sales and services” and 32 “Trade receivables”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: • understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; • assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; • performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; • checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; • comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent’s directors and board of statutory auditors (“Collegio Sindacale”) for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group’s ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group’s financial reporting process.

Auditors’ responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors’ report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;

- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group' s internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2024 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2024 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2024 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the consolidated financial statements;
- express an opinion on the consistency of the report on operations, excluding the section that includes the consolidated sustainability statement, and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;
- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2024.

Moreover, in our opinion, excluding the section which includes the consolidated sustainability statement, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Our opinion on the compliance with the applicable law does not extend to the report on operations' section which includes the consolidated sustainability statement. Our conclusion on the compliance of this section with the legislation governing its preparation and with the disclosure requirements of article 8 of Regulation (EU) 2020/852 is included in the assurance report prepared in accordance with article 14-bis of Legislative decree no. 39/10.

Rome, 15 April 2025

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2025年6月9日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2024年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2025年4月15日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。**

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

9 June 2025

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 15, 2025, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2024 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される。)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル・エスピーエーの株主各位

個別財務諸表の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2024年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー(以下「会社」という。)の個別財務諸表について監査を行った。

当監査法人は、当該個別財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠し、2024年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「個別財務諸表の監査における監査人の責任」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、会社から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

報告すべき監査上の主要な検討事項はない。

個別財務諸表における会社の取締役及び監査役会(Collegio Sindacale)の責任

取締役は、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠した、真実かつ公正な個別財務諸表を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存続する能力を評価し、個別財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及び関連する開示の適切性について責任を負う。取締役は、会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務諸表を作成する。

監査役会(Collegio Sindacale)は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務諸表の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この個別財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、個別財務諸表の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対応した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **会社の内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **取締役が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **取締役が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において個別財務諸表中の関連開示項目に注意を喚起すること、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む個別財務諸表の全体的な表示、構造及び内容、並びに個別財務諸表がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の個別財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の法定監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務諸表に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2024年12月31日現在の個別財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、個別財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2024年12月31日現在の個別財務諸表がXHTML形式で作成され、欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

会社の取締役は、2024年12月31日現在における事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する個別財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準（SAイタリア）720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、個別財務諸表との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、会社の2024年12月31日現在の個別財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

2025年4月15日　**ローマ**

KPMG S.p.A.

（原本に署名）

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　　**次へ**

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2024 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The Collegio *Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the separate financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2024 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2024 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2024 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the separate financial statements;
- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;
- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2024.

Moreover, in our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 15 April 2025

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ