【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】	2024年6月28日
【事業年度】	第80期 (自　2023年1月1日　至　2023年12月31日)
【会社名】	エンデサ (ENDESA, S.A.)
【代表者の役職氏名】	マリア・アランザズ・ロペス・アラッタ(管理統括責任者) (María Aránzazu López Arrate, Administration Vice President)
【本店の所在の場所】	スペイン王国 マドリッド市 28042、リベラ・デル・ロイラ 60 (Calle Ribera del Loira, 60, 28042 Madrid, Spain)
【代理人の氏名又は名称】	弁護士　　錦　織　康　高
【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2号大手門タワー 西村あさひ法律事務所・外国法共同事業
【電話番号】	(03)6250－6200
【事務連絡者氏名】	弁護士　　矢　田　真貴子 弁護士　　髙　木　拓　実 弁護士　　金　子　祥　悟
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目1番2号大手門タワー 西村あさひ法律事務所・外国法共同事業
【電話番号】	(03)6250－6200
【縦覧に供する場所】	該当なし

第一部 【企業情報】

注： 1 本書において文脈上他に解釈すべき場合を除き、次の用語は下記の意味を有する。

「当社」、「エンデサ」または「エンデサ・グループ」	エンデサS.A.およびその連結子会社
「スペイン」	スペイン王国

2 別段の記載のない限り、本書中の「ユーロ」はスペインの法定通貨を指す。ユーロは1999年1月1日に欧州経済通貨同盟の第3段階の開始にともない導入された単一通貨であり、その日までにユーロは欧州連合の11の加盟国の法定通貨となった。2002年1月1日現在、ユーロはもはや欧州経済通貨同盟に参加している欧州連合の加盟国の各国通貨に再分割されることはない。1999年1月1日以前の年度の表は、もともとは、ユーロによって取って代わられた「スペイン・ペセタ」で計算されていた。かかる表においてユーロにより表記された金額は、1999年1月1日に公式に決定された公式固定換算レートである1ユーロ当たり166.386スペイン・ペセタを基準として計算されている。1999年1月1日以前の一定期間について、かかる換算レートを利用する際には、かかる公式固定換算レートと相違していた可能性のある1999年1月1日以前のスペイン・ペセタの価値を考慮していない。別段の記載のない限り、本書において表示されているユーロから日本円への換算は、株式会社三菱UFJ銀行の公表する2024年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1ユーロ＝163.42円に基づいている。別段の記載のない限り、本書中の「米ドル」または「米国ドル」はアメリカ合衆国の法定通貨を指す。別段の記載のない限り、本書において表示されている米ドルから日本円への換算は、株式会社三菱UFJ銀行の公表する2024年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1米ドル＝151.43円に基づいている。

3 エンデサの事業年度は暦年である。

4 本書において表中の数字が四捨五入されている場合、合計は数値の総和と必ずしも一致しない。

5 本有価証券報告書は、「予想する」、「計画する」、「予期する」、「確信する」、「べきである」、「しようとする」、「予定である」、「見込み」、「リスク」、「目標」、「ゴール」、「目的」、「予測する」、「将来の」および類似の表記またはその表記の変形のような、1995年私募証券訴訟改革法(Private Securities Litigation Reform Act of 1995)の意義の範囲内で「将来の予測に関する記述」を構成する記述を含む。これらの記述は、本有価証券報告書において散見され、とりわけ当社の事業、財政状況もしくは営業成績に影響を与える動向に関する当社の予定、信念または現在の予想を含む。これらの将来の予測に関する記述は、将来の業績を保証するものではなく、リスクおよび不確実性を含んでいる。実際の業績は、不可抗力である様々な要因の結果、将来の予測に関する記述と著しく乖離する可能性がある。「第3　事業の状況　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　業績等の概要」に基づく情報を含む(但し、これに限られない。)本有価証券報告書に含まれる付随情報は、かかる乖離を導く可能性のある重要な要因を特定している。これらの将来の予測に関する記述は当該記述日現在に述べられたものであり、本有価証券報告書を読む投資家は、これに過度の信頼を置くべきではない。当社は、当社の事業戦略もしくは予定された資本的支出における変更を含む(但し、これに限られない。)、当該記述日後に生じた出来事または状況を反映するためにまたは予期せぬ出来事の発生を反映するために当社が行うことが可能なかかる将来の予測に関する記述の改訂結果を公表する義務を負わない。

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】

「ソシエダ・アノニマ」(以下「ソシエダ・アノニマ」または「S.A.」という。)は、スペインにおける関連会社に関してもっとも一般的な有限責任株式会社である。「ソシエダ・アノニマ」に関する基本的な規制は2010年7月2日付の「レイ・デ・ソシエダ・デ・キャピタル」である(以下「法人企業法」または「CEA」という。)。CEAおよびその適用を要約すると以下のとおりである。

(イ) 設　　立

CEAの要求する有限責任株式会社の設立時に全額払込まれなければならない最低資本金は60,000ユーロである。少なくとも引き受けられた資本金の25%が設立時に払込まれる必要がある。株主は個人もしくは法人を問わず、また国籍および居住地を問わない。有限責任株式会社の設立過程は2段階に分れており、まず公証人の面前で公正証書を作成し、次に公式商業登記所公報(スペイン語でBoletín Oficial del Registro Mercantilといい、以下スペイン語での頭文字をとって「BORME」という。)に登記する。登記が終了してはじめて、有限責任株式会社は法的主体としての地位を取得する。会社の設立公正証書(有限責任株式会社の定款を含む。)には、発起人が適当と認める合意や誓約を記載することができる。ただし、有限責任株式会社に適用される法律または基本原則に反してはならない。

(ロ) 株　　式

有限責任株式会社の株式は、券面またはブックエントリーにより表章される。券面による場合、記名式または無記名式の額面株式として発行することができる。ただし、全額払込済となるまでは、記名式でなければならない。スペインの証券市場は、上場会社の株式はブックエントリーにより表章されるべき旨を要求している。株式は会社資本の一部分である。会社に対する現実の資産出資を表章しない株式の創設は無効である。当社は、同一の条件を前提とする株主を平等に取り扱わなければならない。

株式はその適法な所有者に対して株主たる地位を付与し、株主には少なくとも以下の権利が保障される。

(A) 会社の利益分配請求権および会社の清算後の残余財産分配請求権
(B) 新株引受および転換社債引受に関する優先的申込権
(C) 株主総会における議決権(かかる権利行使のために、定款上要求される株式数を保有していることを条件とする。)(議決権行使のための株式の持ち寄りは認められる。)および会社の決議に異議を申し立てる権利
(D) 情報開示請求権

(ハ) 株主および最終的に利益を受けるべき所有者の特定

CEAは、(a)中央証券保管機構が会社に提供しなければならない最低限の情報のリストを確立し、株主特定を可能にする情報を中央証券保管機構より得る当社の権利、ならびに(b)最終的に利益を受けるべき所有者である、(ⅰ)上場会社または指定された第三者、(ⅱ)少なくとも1%の資本を有する株主組合、および(ⅲ)個別にまたは共同して少なくとも3%の自己資本を有する株主を特定する権利を設定した。

(ニ) 株式の譲渡

記名株式の譲渡または担保権設定は、会社の株式名義書換台帳に登録されなければならない。譲渡または担保権設定が行われた場合は、適切に登録されるよう会社に書面でその旨を通知しなければならない。無記名式株式は、単に譲受人に株券を交付することによって譲渡される。ブックエントリーにより表章されない株式の譲渡は、株主ブローカーである「ソシエダ・バロール」もしくは「アヘンシア・バロール」を通じて、またはその参加によるものでない限り、スペインの公証人、スペインの海外領事、スペインの公認株式ブローカーを通じて行わなければならず、これらの者は買主に対して「証明書(ポリサ)」または「公正証書(エスクリトゥーラ・プブリカ)」を発行する。1989年7月29日に発効した法律により、スペインの証券取引所で取引されている会社の株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカー、ディーラーまたは信用ある事業体であるスペインの証券取引所の会員を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。譲渡は証券取引所の非会員間で行うこともできるが、その場合は当該市場の会員により記録されなければならない。

(ホ) 自己株式および子会社を通じた自己株式の取得制限

CEAは、以下の条件が満たされた場合において、流通市場における会社およびその子会社による当該会社の株式の購入を認めている。かかる株式の購入に関しては会社の株主総会による授権が必要であり、また子会社によるかかる株式の購入に関しては子会社の株主総会による授権も必要である。このようにして購入された当該会社の株式は会社に保有されている間は、一切の経済的権利または議決権を有さず、また子会社に保有されている間は一切の議決権を有さない。購入者は購入した株式の購入価格と同額の準備金を設定しなければならない。また、子会社が取得者である場合は、親会社も準備金を設定しなければならない。会社およびその子会社に保有される株式の総数は会社の総資本の10%を超えてはならない。

(ヘ) 配　　当

株主総会は、承認された貸借対照表に則して、事業年度に得られた利益処分に関する決議を行う。無議決権株式に関する限り、最低年次配当金を定款に定めることができる。配当可能利益がない場合および配当可能利益が十分でない場合に、最低年次配当金および通常配当金は累積される。

(ト) 新株引受権

株主は、転換社債の転換または合併により発行される新株発行の場合を除いて、法律の運用上当然に優先的な按分比例の新株引受権を有する。年次株主総会の承認を得て、会社は、特定の増資につき、全部または一部の新株引受権を排除することができる。

転換社債の所持人は、新株引受権およびその後に発行される転換社債についての優先的引受権を有する。ただし、転換社債の転換または合併もしくは会社分割に伴い発行される株式の場合、または会社の株主が当該権利を変更することが当該会社の最善の利益になると決定した場合はこの限りでない。さらに、株式の所持人も転換社債についての優先的引受権を有する。

(チ) 残余財産分配請求権

会社清算の際、株主は会社の負債および税金ならびに清算費用を支払った後に残存する財産を按分比例して受け取る権利を有する。

(リ) 株主総会

会社の年次株主総会(以下「年次株主総会」という。)は、会計年度終了後6か月以内の取締役会の定める日に開催されなければならない。臨時総会は取締役会が適当と判断した場合または払込資本の5%以上を有する株主が要求した場合に招集される。第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人の出席である。第2回目は定足数を要求されていない。ただし、社債の発行、増資もしくは減資、定款の変更、組織変更、合併または解散を決議する株主総会については、第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の50%以上を代表する株主または代理人による出席である。第2回目の招集におけるかかる株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人による出席である。ただし、出席した株主または代理人の持分が議決権付株式資本の50%未満である場合は、上記事項に関する決議は出席した株主の議決権の3分の2により承認されることを要する。年次株主総会は、BORME、会社のウェブサイトおよびスペイン国家証券市場委員会(スペイン語でComisión Nacional del Mercado de Valoresといい、以下スペイン語での頭文字をとって「CNMV」という。)のウェブサイトの法的通知で招集されなければならない。法的通知には、第1回目の招集の総会期日およびすべての決議事項を明記するものとする。株式資本の3%以上を有する株主は、1つまたは複数の議題項目を含む、株主総会の招集の補遺の公表を要求することができる。かかる権利の行使は、公式な総会通知の公表後5日以内に登記所で受領する必要のある、公証可能な通知によって実行されなければならない。公式な総会通知の補遺は、総会期日の15日以上前に公表されるものとする。法によって規定された期限内に公式な総会通知の追補の公表を欠く場合、当該総会の取消事由となるものとする。定款によって情報システム手段による総会への出席の可能性が規定されている場合(対象者の同一性を適法に保証する場合に限る。)、公式な総会通知には、総会の秩序立った進行を可能とするために、取締役によって検討された、株主の権利の期限、形式および行使方法を記載するものとする。準拠法および定款で認められているように、取締役会は株主総会の遠隔開催を決定することができるだけでなく、株主および代理人が直接出席することなく完全な遠隔状態で株主総会を開催することができる。

特に、本法に従って、情報システム手段によって出席を予定している者による策定を意図された介入および議案は、総会招集時に先立って当社に送付されるよう、取締役によって決定されるものとする。総会中の開示請求権を行使する株主への対応は、総会後7日間、書面によって行われる。

本段落に記載される比率は、CEAに規定されているが、定款により増減することができる(例えば、定足数または多数を増加させ、株主総会招集に要求される比率を減少させることができる。)。

各株式はその所有者に1つの議決権を与える。ただし、CEAは、会社が定款により株主総会に出席する権利を有する株式の数を決定することを認めている。CEAでは、定款に1人の株主が行使しうる議決権の最大数を定めることが認められている。株主総会に出席し、議決権を行使するためには、少なくとも当該株主総会が開催される日の5日前までに株式の所有者として登録されていることが必要である。

いかなる株式の議決権も代理行使できる。会社の定款に別段の定めがない限り、株主総会に出席する権利を有する株主は、代理人として他人(株主である必要はない。)を任命することができる。委任は書面によらなければならず、1回の株主総会についてのみ有効である。

株主総会の決議は、一般的に、行使された議決権の単純多数決で可決される。一般的に、株主総会で可決された決議はすべての株主を拘束する。

(ヌ) 情報開示請求権および株主総会決議に対する異議

情報開示請求権

株主は、株主総会の前に書面で、または総会において口頭で、議題に関して必要であると考える情報または説明を要求することができる。取締役は、かかる情報または説明を提供しなければならない。ただし、要求された情報の開示が会社の利益を損なうと取締役会が判断する場合はこの限りではない。かかる例外は、当該要求を払込資本の4分の1以上を代表する株主が支持する場合には適用されない。

株主総会決議に対する異議

異議対象の決定

1．法律に反し、または、定款もしくは規則と対立し、または、株主もしくは第三者の利益のための公益を害する社会合意に対して異議を唱えることができる。

合意が、多数派により不適当に強要された場合には、企業資本に損害を与えないとしても、社会利益の損害は発生する。合意が、社会の合理的な必要性に応えず、多数派の利益および他のパートナーへの不当な損害のために締結される場合には、その締結は不正に強要されたと理解される。

2．社会合意は、異議請求が提出される前に、正当に締結された他の合意により無効にされ、または代えられた場合、異議は唱えられない。訴訟提起の後に撤回または交換が生じた場合、法廷は、係属対象事件の喪失による法的手続の終了命令を下すものとする。

本項の規定は、合意が効力のある間引き起こしたであろう効果の抹消または損害の回復を促すことになる異議の権利を侵害しないものとする。

3．以下の理由に基づく合意は異議を唱えられないものとする。

a) 法令、定款または株主総会や取締役会の規則により設定された純粋な手続要件の違反、または組織の構成もしくは合意締結のための招集(形式的違反および招集期間以前における違反の場合を除く。)、機関の構成もしくは合意の締結に必要な過半数について規定する重要な規則の違反、ならびに、関連する性質を有するその他の規定の違反。

b) 総会前の情報アクセス権行使に対して、会社より提供された不正確または不十分な情報。ただし、内容不正確な情報または提供されなかった情報が、株主または標準パートナーによる、議決権または参加におけるその他の権利の公正な行使のために必須だった場合を除く。

c) 権利の与えられていない者の総会の参加。ただし、かかる参加が機関の構成において決定的なものであったであろう場合を除く。

d) 無効票またはコンピューターエラーが、要求される多数派の充足において決定的でない場合の、1ないし若干数の投票の無効または投票の誤計算。

訴訟が提起されたら、本セクションに規定されている異議についての本質的性質の問題またはその異議の理由の決定的要因は、宣言の前の付随的な質問とみなされる。

(ル) 取 締 役

取締役会(スペイン語でコンセホ・デ・アドミニストラシオン)は、通常は会社の主たる経営機関である。取締役会は、1つの機関として経営機能のすべてを遂行することは不可能であることから、運営を円滑に進めるため、取締役会の権限の一部を取締役会代表または経営委員会に委任することが法律で認められており、一般の慣行となっている。権限の委任については、取締役の3分の2の同意を要し、商業登記簿に登記されなければならない。ただし、会計帳簿の作成および株主総会に対する貸借対照表の提出等の一定の権限は委任することができない。

取締役は株主総会で選任される。少数株主のために、取締役会における比例代表が法律上認められている。この場合、取締役会の構成員1名を選任するために要する株式資本は、株式資本総数を取締役会の構成員数で除して決定される。取締役は、善良な管理者および忠実な代理人の注意義務をもってその職務を遂行し、悪意、権限濫用または重過失によって損害が生じた場合は、その行為について会社、株主および会社債権者に対して責任を負う。ただし、損害を発生させることとなった決議に賛成票を投じなかった取締役は、かかる責任を免れる。

取締役会は、法律または定款によって株主総会に直接付与されていないすべての経営権を委任されている。法律により取締役会には特に次の職務が与えられている。

・ 株主が現物出資した目的物の評価額を検討すること
・ すべての株式が払込済となるよう確保すること
・ 株式の公募発行による増資計画を立案すること
・ 株主総会を招集すること
・ 株主に情報を提供すること
・ 毎事業年度に関する会計帳簿、貸借対照表および年次報告書を作成すること
・ 一定の決議を商業登記簿に登記すること

取締役会は、すべての通常の業務執行において共同で会社を代表し、契約を締結することができる。法律で定められた職務のほか、定款でその他の職務を定めることができる。

取締役会の決議は、取締役の絶対多数決をもって行われる。取締役会は、取締役会会長またはその代行権限を有する者によって招集される。取締役会成立のための定足数は、取締役またはその代理人の過半数である。取締役会の定足数および多数は定款により増加することができる。会長および書記双方の署名が付された議事録が保管されなければならない。

必要に応じて、後述「(2) 提出会社の定款等に規定する制度 (ヌ) 報告義務」を参照のこと。

(ヲ) 取締役会決定に対する異議

取締役は、取締役会またはその他いかなる管理合議体の決定に対して、決定後30日以内に異議を唱えることができる。また、取締役は株式資本の1%以上を有する株主に対し、そのことを知ってから30日以内に、かつ採択から1年を経過する前であることを条件として、当該合意について検討させることができる。

異議の原因、過程および効果は、株主総会の決定に対する異議の規定により、取締役会規則の違反も内包する特殊性を持ちつつ、処理される。

(ワ) 監　　査

法人企業法第263条および第264条に従い、簡易化された貸借対照表を提出できない会社の財務書類および経営報告は、株主総会で選任された監査役(その任期は、公益法人として認可された会社に関連した契約の延長および継続の可能性に関する監査活動を制限する法律の規定のもとに、最初の監査が実行される日から計算して3年以上9年以内)によって監査されなければならない。

(カ) 計　　算

会社の営業活動は、1年を超えない営業年度に区切って行わなければならない。慣行では、かかる営業年度は1年であり、定款に別段の定めがない限り、毎暦年の12月31日に終了するものとされる。

取締役会は、各営業年度終了後3か月以内に年次財務書類、経営報告書(該当する場合には、非財務書類を含めなければならない。)、利益処分案または損失処理案ならびに(もしあれば)連結財務書類および連結経営報告書を作成しなければならない。年次財務書類は、貸借対照表、損益計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書および個別注記表で構成される。株主資本等変動計算書は、認識された収益および支出表ならびに株主資本における総変動計算書を含むものとする。キャッシュ・フロー計算書は、現金および他の同等の流動資産に当たる金融資産の発生および利用を含むものとする。

これらの書類は一体とみなされ、会社の財政状態を明確かつ正確に表示するよう記載されなければならない。年次財務書類および利益処分案は、株主総会に提出して承認を受けなければならない。

年次財務書類、利益処分案、経営報告書および監査報告書は、会社の住所地の商業登記所に預託される。一般公衆は、これを自由に閲覧することができる。登記所は、預託のために提出されたこれらの書類が完全であるか否か、株主総会で承認されているか否か、また適式に署名されているか否かを確認したうえで受理する。

監査の対象となる財務書類ならびに当該監査の範囲および内容(いかなる事情があっても、監査に関する規則に定めるものを下回ってはならない。)は、政府の制定する規則によって定められている。上場会社について、CNMVは、監査が所定の要件を満たしているか否かを確認し、満たしていると確認した場合は、当該監査を関係公式登録簿に登録する。監査が所定の要件を満たしていない場合は、CNMVが、それらの要件を遵守するよう要求する。

(2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

エンデサの会社制度は、法人企業法の規程に加えて、定款(スペイン語でEstatutosという。)によっても規定されている。

環境、持続可能性および良好なコーポレート・ガバナンスならびに効率的な会社経営の促進に関する最良の慣行へのエンデサ取締役会の継続中のコミットメントに応じて、2022年2月、取締役会規則の改正が、気候変動に関連する取締役会の機能ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の資格について記載するため、取締役会による承認に関して提出された。

(イ) 株式資本

エンデサの株式資本は、額面1.20ユーロの株式1,058,752,117株により構成されている。

(ロ) 概　論

2023年12月31日におけるエンデサの株式資本は1,270,502,540.40ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,058,752,117株に分割された。普通株式はすべて全額払込済みであり、追加払込義務はない。スペインの非居住者は、後記の「2　外国為替管理制度　外国投資規制および為替管理規制」に従って、普通株式を保有し議決権を行使することができる。

当社は、マドリッド(スペイン)の商業登記所に登録されている。マドリッドの商業登記所における当社の登録番号は、第323巻、第1「フォリオ」、6,405頁である。当社の事業目的は、定款第2条に規定されているように、以下のとおりである。

a) 異なる産業および商業分野を含む電力事業

b) 一次エネルギーの全種類の開発

c) 産業サービスならびに、特に電気通信、水およびガスサービスの供給(当社の目的に含まれる事業分野のこれらの予備的または補完的なサービスを含む。)

d) 他の会社の株主から成る事業グループの経営

(ハ) 取 締 役

取締役会の全構成員は4年の任期ごとに、年次株主総会で当社の株主により選任される。最初の4年の任期後、取締役は同任期で再任されることができる。

取締役は以下に分類される：

a) 常務取締役

常務取締役とは、当社といかなる法的関係があるかにかかわらず、当社またはグループ会社において経営機能を遂行するすべての者を指す。

b) 株主指名外部取締役

法律上大株主と見なされる数量を超えるか、もしくはそれと等しい持株数を有する取締役、持株数はかかる量に届かないが、株主としての地位により指名された取締役または前述の基準を満たす株主を代理する、すべての取締役。

c) 外部独立取締役

独立外部取締役とは、個性および専門的資質をもとに指名され、当社、当グループ、および当社の大株主または役員との関係にかかわらず職務を遂行することができる取締役を指す。

d) その他の外部取締役

常務取締役ではなく、株主に指名された取締役または独立取締役とみなされる要件を満たさないすべての取締役。

(ニ) 利益分配請求権および残余財産分配請求権

法律または定款によって設けられた要件が満たされた時点で、会計上の純資産が株主資本より少なくない、または分配の結果としてそのようにならない場合、配当は事業年度の収入または自由に利用可能な準備金によってのみ株主に分配される。過去の事業年度からの損失(かかる純資産が株主資本の量を下回る原因となる。)があった場合、利益はこれらの損失と相殺される。

株主総会は配当の分配を宣言する決議の中で支払の時期と形式を決定する。株主総会で別段の決定がなされない限り、配当は決議の日以降当社の登録された事務所で支払われる。

エンデサの清算に際して、株主は当社の清算時の持分の分配に対する権利を有する。

(ホ) 法定準備金

CEAに従い、エンデサは、その額が少なくともエンデサの株式資本の20%に達するまで、各事業年度の利益の10%を法定準備金に割り当てなければならない。法定準備金は、欠損を補填するのに十分な他の利用可能な準備金がない場合に、欠損填補目的にのみ使われるものである。エンデサの法定準備金は現在、かかる20%の基準を満たしている。

(ヘ) 株主総会

当社の年次株主総会は、各事業年度はじめの6か月以内の当社の取締役会が定める日に開催されなければならない。臨時株主総会は、当社の取締役会が適当と判断した場合、または発行済株式総数の3%の株主が要求した場合に随時招集される。年次株主総会は、BORME公報、会社のウェブサイトおよびCNMVのウェブサイトにおける、総会の開催予定日の少なくとも1か月前までの法的通知によって、取締役会によって招集されるものとする。

(ト) 株主総会への出席および議決

少なくとも100株を所有する株主は、株主総会に直接出席することができる。ただし、当該株式は、株主総会が開催される日の5日前までにブックエントリーの対応する会計帳簿に登録されるものとする。

少数の株式を所有する株主は遠隔で議決権を行使することができ、もしくは、いかなる株主に対しても、出席権および一定の株式数を得るために同一状況のその他の株主とグループをつくる権利(グループ内の株主は特定の株主の代理人であることをグループ内で共有する。)とともに議決権の代理行使権を委任することができる。

準拠法で認められているように、取締役会は、株主および代理人が直接出席することなく完全な遠隔の株主総会の開催を決定することができる。遠隔のみの株主総会は、いかなる場合でも、株主および株主の代理人の身元ならびに地位が適切に保証されていなければならず、また、すべての出席者が法律によって要請された長距離通信手段を用いて有効に参加可能でなければならない。

出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書にかかわらず解釈される。

取締役会の構成員は、総会に出席しなければならない。

会長は、適切とみなした者の出席を許可することができる。ただし、総会は、かかる許可を取り消すことができる。

株主は、定款第8条に規定される無議決権株式を除き、所有または代理する株1つにつき1票の権利を持つ。

出席権および議決権のある株主は、株主総会規則の定めならびに取締役会が規定したかかる規則を補足および施行する規範に従い、議題に関する提案について郵送または電磁的通信手段により、議決権を行使することができる。

上記の定めは、株主の電磁的通信その他遠隔通信手段によってなされた、株主総会に関する代理権の付与についても適用する。

株主が直接または遠隔で株主総会に出席した場合、郵送または電磁的方法による議決権の行使は、無効とする。さらに、株主またはその代理人が直接または遠隔で株主総会に出席した場合、電磁的通信その他株主総会規則で予定する遠隔通信手段を通じて付与された代理権による代理は、無効とする。

(チ) 登録および譲渡

当社の普通株式は、ブックエントリー方式による。普通株式は分割することができない。普通株式の共同所有者は、株主の権利を行使すべき者を1名指名しなければならないが、共同でまたは個別に、彼らの株主としての地位に関するすべての義務について、エンデサに対して責任を負わなければならない。

スペイン証券取引所の決済・受領システムを管理するイベルクレアール(Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A., Sociedad Unipersonal)は、その構成員たる各法人が保有する普通株式数および利益を受けるべき所有者に代わって保有している株式数を示す登録簿を管理している。構成員たる各法人はまた、かかる株式の所有者の登録簿を管理している。

スペイン証券取引所で取引されている普通株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカーまたはディーラーであるスペイン証券取引所の会員(スペイン語でソシエダ・バロールまたはアヘンシア・バロール)を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。

(リ) 特定の取引および決議の政府への届出義務

法2013年第3号により、電力セクターへの一定の直接投資を可能とする以前存在した体制が修正され、取引を産業、商務および観光省へ15日以内に連絡する手続が制定された。

特に、新たなスキームに基づき、産業、商務および観光省は以下の取引を通知される。

・ 以下の会社へのまたは以下の会社による投資

(i) ガスおよび電力セクター双方で規制されると考えられる活動に着手し、電力市場で運営する、本土外電力システムの活動に着手し、または、石油精製、パイプライン輸送および石油製品の貯蔵などの、ガスシステムまたは炭化水素セクターの活動の技術的管理に関与する会社。および、

(ii) 重要なインフラの一部と考えられる規制または戦略的資産(原子力発電所、一般炭、特に関連する国内石炭、石油精製所、パイプラインおよび石油製品の貯蔵)の所有者である会社。

・ 上記の(ii)項に列挙された資産の取得

エネルギー担当大臣(エネルギー担当大臣が役職を担うまでは、一時的にスペイン国市場および競争委員会(スペイン語でComisión Nacional de los Mercados y la Competenciaといい、以下スペイン語での頭文字をとって「CNMC」という。))は以下に列挙される各取引に関して通知をうけるものとする。

・ 上記(i)に列挙された活動に従事する会社による、その他のいかなる会社または資産(その価値または状況に基づいて、活動の展開に、関連する影響または重大な影響を及ぼす可能性があるもの。)への直接または間接投資。同省が、供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると見なす場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 直接または間接に上記(i)項および(ii)項で言及された活動を実施し、または、資産を所有する会社の管理に、重大な影響を及ぼす投資。購入者が欧州連合または欧州経済領域の構成員ではなく、産業、商務および観光省が、エネルギー供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると考える場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 単体または全体として、所有権についての重大な変更を招く可能性がある修正。

独立運営者を含む、電力またはガス輸送ネットワークの管理者が関連する取引について、改正された炭化水素セクターの1998年10月7日付電気法1998年第34号も適用されるものとする。

(ヌ) 報告義務

エンデサの普通株式はスペイン証券取引所に上場されているため、エンデサの普通株式の取得または譲渡に関する契約については、7営業日以内にエンデサ、CNMV、関連するスペイン証券取引所に報告がなされなければならず、また当該取引を行った者または団体がスペインの居住者ではない場合で以下の各場合にあたるときは、スペイン外国投資登録所に報告がなされなければならない。

・ 取得については、取得の結果としてかかる者または団体が(x)当社の議決権合計の3%以上の境界を所有することとなった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)取得者もしくはかかる取得者を代理して行為する者がタックス・ヘイヴンの居住者であるときはエンデサの株式資本の1%(もしくはその連続的倍数)を所有することとなった場合に生じる。

・ 譲渡については、譲渡によりかかる者または団体の所有が(x)当社の議決権合計の3%未満となった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)かかる者もしくはかかる者を代理して行為する者または団体がタックス・ヘイヴンの居住者であるときは1%(もしくはその連続的な倍数)を所有することとなった場合に生じる。

当社の取締役会の構成員は、エンデサ、CNMV、ならびに関連する証券取引所に取締役会の構成員になる時点において保有している株式およびストック・オプションの比率または数量を報告しなければならない。エンデサの役員は、エンデサの普通株式またはオプションの取得を、かかる取引が報酬制度の一環として行われるものである場合には、CNMVに報告しなければならない。

さらに、エンデサの取締役会の構成員または指令の執行委員会のあらゆる構成員は同様に、その規模にかかわらず普通株式またはストック・オプションの取得もしくは譲渡を報告しなければならない。

(ル) 配当金にかかる源泉徴収税

課税上スペインの非居住者とされスペインにおいて恒久的施設を通して営業を行っていない普通株式の所有者に対してエンデサが支払う配当金は、19%の税率でスペインの源泉徴収税に服する。但し、適用ある租税条約により軽減されることがある。「3　課税上の取扱い　スペインにおける課税　配当課税」を参照のこと。

(ヲ) 新株引受権

法人企業法によれば、株主および転換社債の所有者は、普通株式を含むエンデサが発行する新株および転換社債を引き受ける権利を有する。これらの新株引受権は、法人企業法第308条に従って株主総会決議によって無効とされた特別な状況の下では付与されない。さらに、これらの新株引受権は、いずれにしても転換社債発行の要件を満たすための増資または普通株式が対価として発行される合併の場合は付与されない。これらの新株引受権は、譲渡可能で、スペイン証券取引所の自動相場システムにおいて取引され、新規の普通株式がその時点の市場価格より低い引受価格で募集されるため、既存の株主にとって価値のあるものである。

2 【外国為替管理制度】

外国投資規制および為替管理規制

現在のスペインの規制の下では、外国投資家は、適用されている税額を除いて金額の制限なしに投下資本、キャピタル・ゲインおよび配当をスペイン国外へ移転することができる。スペインの証券取引所および有価証券市場は外国投資家に開かれているが、タックス・ヘイヴンの居住者である法人によるスペインの会社の株式資本の50%以上の対外投資は、産業、商務および観光省から実行前の決済を要求されている。外国法人および個人による他の株式の買取については、かかる買取の通知をスペイン当局に行うことが要求されているだけである。

3 【課税上の取扱い】

スペインにおける課税

以下の議論は、普通株式の買収、取得および譲渡に関し、以下に述べる日本の居住者に影響する主なスペインの税金を示すものである。この議論はスペインにおける税法およびその下にある規則に基づくものであり、遡及的に変更を受ける可能性がある。

配当課税

スペイン法においては、課税上スペインの非居住者とされ、かつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない普通株式の所持人に対してスペインの居住者たる会社から支払われる配当は、現在、19%の税率で配当金総額に対する源泉徴収がなされる。この税率は、スペインとの二重課税の回避のための条約が締結された国に居住する所持人のために削減される可能性がある。スペインと日本との間で条約が適用された場合、源泉徴収税率は15%となる。削減された15%の税率の恩恵を受けるためには、(1)スペインと日本との間の租税条約を踏まえた日本の税務当局からの居住証明書および(2)ブローカーからの、配当支払日において、株式の収益を享受しうる所有者であることを表す証明書を提供しなければならない。2000年4月13日付の指令に従い、条約で削減された15%の税率の直接適用を受けるためには、上記の証明書を、当社の預託機関に、普通株式の配当金支払が可能となった月末から10日以前に提供しなければならない。そうでなければ、後ほど、スペイン税務当局からの条約で規定された税率15%を超過して、4%の源泉徴収の還付を得ることができる。さらに、譲受人が、配当税を支払う当社の議決権の少なくとも25%を直接保有する法人である場合、税率は10%となる。ただし、利益配当が行われる際にベースとなる事業年度の終了時より6ヶ月前から、当該議決権を保有していなければならない。

2018年10月16日にマドリッドで署名された、「所得に対する租税に関する二重課税の除去並びに脱税及び租税回避の防止のためのスペイン王国と日本国との間の条約」およびその国内手続が、2021年5月1日以降に適用される。当該条約は上記の税率を5%と設定している。譲受人が、配当を支払う当社の議決権を直接または間接的に10%以上有する(配当受領権が決定される基準日から12ヶ月間)法人である場合に、配当課税は免除される(計算期間における、配当の受益所有者であるまたは配当を支払う当社の企業再編(合併やスピンオフ等)を直接的な要因とする所有者の変更は考慮に入れられない。)。

キャピタル・ゲイン課税

スペインの税金対策として、エンデサの普通株式の売却により得られる収益は、キャピタル・ゲインとして扱われる。スペインの所得税は、二重課税を回避するための適用ある条約による恩典を受けないスペインの非居住者によって得られるキャピタル・ゲインに対して現在、19%の税率で徴収される。

上記にかかわらず、二重課税を回避するための「情報交換」条項を含むスペインとの条約の締結国の居住者が、公式のスペインの流通市場における株式の譲渡により得たキャピタル・ゲインは、スペインにおける課税が免除される。条約の下では、普通株式を譲渡して実現したキャピタル・ゲインに対し、スペインにおいては課税されない。スペインの関係税務当局にスペインの納税申告書第210号とともに日本の居住証明書を提出することにより自らがこの免除を受ける資格がある旨を証明する必要がある。

スペインの相続税および贈与税

相続および贈与による普通株式の譲渡は、譲受人が課税上スペインの居住者である場合、または譲受人の居住地にかかわらず、死亡もしくは贈与の時点で普通株式がスペイン国内に所在しまたはスペイン国内で行使できる場合は、スペインの相続・贈与税(スペイン法1987年第29号)が課される。この点について、スペインの税務当局がスペインの会社の株式は課税上スペイン国内にあると決定する可能性がある。適用される税率は、譲受人の居住地である地域による。

スペイン非居住者である法人に対してなされた贈与は、一般に、キャピタル・ゲインとして普通株式の公正市場価格に対して19%の税率で課税されるスペインの非居住者所得税の対象となる。贈与を受けた者が日本法人であれば、上記「キャピタル・ゲイン課税」において述べた条約において有効な課税免除の規定が一般的に適用される。

スペインの譲渡税

普通株式の譲渡は譲渡税および付加価値税を免除される。さらに、かかる譲渡に対して印紙税は課されない。

4 【法律意見】

エンデサのジェネラル・カウンセルであるフランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ氏より、下記の趣旨の2024年6月28日付の法律意見書が提出されている。

(イ) エンデサは、スペイン王国法の下で適法に設立され、スペインの有限責任株式会社(「ソシエダ・アノニマ」)として有効に存続する会社であって、その財産を所有および運用し、本書に記載されている事業を営む完全な権限および能力を有する。

(ロ) エンデサによるエンデサのための関東財務局長に対する有価証券報告書の提出は、エンデサにより適法に授権されており、かつ、スペイン王国法上適法である。

(ハ) 本書中のスペイン王国法に関するすべての事項は、真実かつ正確である。

上記意見は、スペイン王国法に関する限りにおいて表明されたものである。

第２ 【企業の概況】

1 【主要な経営指標等の推移】

2024年2月27日に開催された取締役会においてその親会社の取締役によって承認された2023年12月31日に終了した年度のエンデサの連結財務書類は、エンデサに適用される財務報告規制枠組に関する7月19日付の欧州議会および欧州委員会の規制(EC)2002年第1606号等に従い、国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)および報告日時点で欧州連合が採用するIFRS解釈指針委員会(以下「IFRIC」という。)の解釈に基づいて作成された。これは、承認を受けるために株主総会に提出され、修正なく承認された。

当該連結財務書類は、2023年12月31日に終了した年度に関して、2023年12月31日時点のエンデサの資本および財務状態、ならびに連結包括利益、連結営業成績、連結資本の変動および連結キャッシュ・フローの変動を記載する。

連結財務書類は、2022年12月31日に終了した年度に関する連結財務書類に適用されるものと同一の会計方針、提示基準および評価規則に従って作成された。ただし、エンデサが2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類で初めて適用した欧州連合官報(OJEU)で発表された新しい国際財務報告基準(IFRS)およびIFRS解釈指針委員会(IFRIC)の解釈を除く(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4を参照のこと。)。また、原価法を適用することで運営会社原則にも従っていたが、各項目に関して評価基準で示されるように、国際財務報告基準(IFRS)に基づき、公正価格で記録される項目を除く。連結損益計算書の項目は、費用の種類によって分類される。

2023年および2022年12月31日に終了した年度のエンデサの連結財務書類は、当社およびエンデサを構成する他の会社の会計帳簿から作成された。

各子会社は、各子会社の事業を行っている国で一般的な会計原則および会計基準にしたがい、各子会社の財務書類を作成している。必要に応じて、連結の過程で、子会社の会計原則および会計基準をIFRSおよびIFRICの解釈に沿ったものとするため、子会社の財務書類に調整および組替が行われている。

2005年1月1日より、当社は会計基準をIFRSへ移行した。

上記期間におけるエンデサ・グループの要約連結財務データは以下の表に示すとおりである。

12月31日に終了した事業年度

	2019年		2020年		2021年		2022年		2023年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		IFRS	
連結損益計算書データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	20,158	3,294,220	17,050	2,786,311	20,899	3,415,315	32,896	5,375,864	25,459	4,160,510
営業総利益	3,841	627,696	3,809	622,467	4,278	699,111	5,565	909,432	3,777	617,237
税引前利益	230	37,587	1,788	292,195	1,924	314,420	3,487	569,846	1,065	174,042
継続事業の年度税引後利益	180	29,416	1,400	228,788	1,457	238,103	2,596	424,238	762	124,526
非継続事業の年度税引後利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
親会社の年度利益	171	27,945	1,394	227,807	1,435	234,508	2,541	415,250	742	121,258
株主へ分配された配当金	1,562	255,262	2,132	348,411	1,522	248,725	1,679	274,382	1,059	173,062
発行済普通株式数の加重平均(千株)	1,058,752		1,058,731		1,058,650		1,058,567		1,058,472	

12月31日時点

	2019年		2020年		2021年		2022年		2023年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		IFRSs	
連結貸借対照表データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	21,329	3,485,585	21,354	3,489,671	22,097	3,611,092	22,338	3,650,476	22,839	3,732,349
総資産	31,981	5,226,335	32,062	5,239,572	39,968	6,531,571	50,067	8,181,949	41,283	6,746,468
非流動有利子ローンおよび借入金	5,652	923,650	5,901	964,341	7,211	1,178,422	11,704	1,912,668	9,636	1,574,715
非支配持分合計	149	24,350	150	24,513	164	26,801	201	32,847	187	30,560
親会社持分	7,688	1,256,373	7,315	1,195,417	5,380	879,200	5,557	908,125	7,017	1,146,718

2021年12月31日時点で、エンデサは、市場慣行に即して情報を提供するため、連結財務書類の提示を調整した。

この調整は遡及的に適用され、これは、2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類が修正されることを示す。そのため、比較数値は、2020年度有価証券報告書に記載された2020年12月31日に終了した事業年度のエンデサの連結年次財務書類の表および注記で公表されたものと一致しない。

さらに、IAS第12号「所得税:単一取引から生じる資産および負債に関連する繰延税金」の改正が2023年1月1日に施行されたことに伴い、エンデサは、2022年1月1日時点で、使用権資産および関連するリース債務の当初認識時に発生した一時差異に係る「繰延税金財産」および「繰延税金負債」について、それぞれ129百万ユーロおよび131百万ユーロ(2023年1月1日には、それぞれ107百万ユーロおよび110百万ユーロ)を計上している。累積的影響額は「資本」に認識されたマイナス2百万ユーロであった。この修正が2022年度の連結損益計算書に与えた影響は、1百万ユーロ未満のマイナスであった。

したがって、比較数値は、2022年度有価証券報告書に記載された2022年12月31日現在の公表数値と一致しない可能性がある。

エンデサの取締役は、これらの変更が市場慣行に合致した情報を提供すると考えている。

表示された期間におけるエンデサの要約非連結財務データは、以下の表に示すとおりである。

2019年、2020年、2021年、2022年および2023年度の財務データは、2007年7月4日の法律2007年第16号に基づいて以下に示されており、当該法律は欧州連合規制および2007年11月16日付国王布告2007年第1514号ならびに2010年9月17日付国王布告2010年第1159号、2016年12月2日付国王布告2016年第602号および2021年1月12日付国王布告2021年第1号によって定められた当該布告の改正によって承認されたスペイン国家勘定科目表に基づき、現在のスペインの会社・会計法制の国際的調和を目指して改正・適応するものである。

スペインGAAP　　12月31日に終了した事業年度

損益計算書データ	2019年		2020年		2021年		2022年度		2023年度	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	2,137	349,229	2,866	468,362	1,003	163,910	991	161,949	1,471	240,391
営業総利益	1,763	288,109	2,420	395,476	652	106,550	812	132,697	895	146,261
税引前利益	1,580	258,204	2,247	367,205	521	85,142	708	115,701	471	76,971
純利益	1,642	268,336	2,330	380,769	581	94,947	697	113,904	580	94,784
株主へ分配された配当金	1,562	255,262	2,132	348,411	1,522	248,725	1,679	274,382	1,059	173,062
発行済普通株式数の加重平均(千株)	1,058,752		1,058,731		1,058,650		1,058,567		1,058,472	

スペインGAAP　　12月31日時点

貸借対照表データ	2019年		2020年		2021年		2022年		2023年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	2	327	2	327	2	327	2	327	1	163
総資産	20,306	3,318,407	19,950	3,260,229	19,823	3,239,475	24,328	3,975,682	19,998	3,268,073
非流動有利子ローンおよび借入金	9,866	1,612,302	8,384	1,370,113	8,073	1,319,290	10,954	1,790,103	9,347	1,527,487
1持分	8,219	1,343,149	8,981	1,467,675	7,644	1,249,182	7,366	1,203,752	5,748	939,338

2 【沿　　革】

スペイン、ポルトガルおよびその他の国家

エンデサは、レオン地方において同地域の埋蔵石炭を使用する石炭火力発電所を建設および運営するために、1944年にスペイン法に基づき設立された。その後、エンデサは、アス・ポンテス(ガリシア)およびテルエル(アラゴン)におけるスペイン産の石炭を使用するその他の石炭火力発電所を建設した。1982年までに、エンデサは、スペインの発電の約21.6%を占めるに至った。

エンデサがEnher、Gesa、Unelco、Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.(Encasur)およびその他のエネルギー関連会社における参加持分を取得したことにより、1983年にエンデサ・グループが形成された。1985年に、スペイン政府による電力事業のリストラの一環として、エンデサは、他のスペインの公益事業体より3か所の原子力発電所の持分およびErzの持分の42.4%(その後61.2%に増加)を含む資産を購入した。1991年に、エンデサは、Viesgoの87.6%、Fecsaの40%、Sevillanaの33.5%およびNansaの24.9%の持分を取得した。また1991年に、エンデサは、FecsaおよびSevillanaとの戦略的契約を締結し、その結果、エンデサは公開買付を通じてこれらの会社の持分をさらに取得した。1996年11月、エンデサは、FecsaおよびSevillanaのそれぞれについて、合計1,197.22百万ユーロの対価で、その持分を75%まで増加させた。

1993年に、エンデサはその他の主要なスペインの公益事業体と相互に総額約1,983.34百万ユーロの資産の売却および購入を行うという合意(以下「資産売買契約」という。)に至った。資産売買契約に基づき、当社は、(イ)IberdrolaからHidruñaの55%ならびにFecsaの追加の4.0%の普通株式およびアラゴンに所在する水力発電所および配電施設、(ロ)Sevillanaからアンダルシアに所在する水力発電および石炭火力発電資産、(ハ)Unión FenosaからNansaの追加の37.5%ならびにいくつかの水力発電所および原子力発電所の持分を取得した。エンデサはまた、Sevillanaの普通株式の6%およびEnecoの50%を追加取得した。1995年に、エンデサはHidruñaの普通株式45%を追加取得した。

1999年中に、当社は、1999年4月27日の株主総会で承認された会社合併を実行し、当時の当社のスペインにおける主要子会社すなわちEnher、Erz、Fecsa、Gesa、Nansa、Sevillana、Unelco、ViesgoおよびエンデサをIつの統合事業会社に合併した。

1999年、エンデサはチリのEnersisグループを買収し、これによって連結資産および営業収益の観点でラテンアメリカにおける最大の民間電力グループのIつとなった。

2001年9月、ENEL, S.p.A.(以下「ENEL」ということがある。)に対しViesgoが譲渡された。2002年1月、最終的にViesgoがENELに売却された。

2005年および2006年の間に、当社はスペインの通信事業者であるAunaの32.71%の持分を売却した。

2008年6月26日、エンデサは、イベリア半島外のヨーロッパにおいて自身が所有していた資産の大部分(イタリア、フランス、ポーランドおよびトルコの発電所)ならびにスペインにおけるLos BarriosおよびTarragona発電所をE.Onに売却した。

2009年にエンデサは、スペインおよびポルトガル(以下、場合によっては、スペインおよびポルトガル以外の地域を含む。)における特定の風力および水力発電資産を、合計2,814百万ユーロの価格で、Accionaに譲渡した。かかる資産は、合計2,079メガワットの設備容量に当たる取引に含まれた。

2009年1月、エンデサは、ESBから、ENDESA Ireland Limited(以下「ENDESA Ireland」という。)のすべての株式を440百万ユーロで取得した。この会社は、合計で1,068メガワットの設備容量をもつ4つの発電所を所有していた。2010年末に、エンデサはENDESA Irelandの持分100%の売却の手続を開始し、その結果2012年10月の売上となった。

2010年3月、ENELグループはスペインおよびポルトガルにおけるエンデサおよびENEL Green Power, S.p.A.(以下「EGP」または「ENEL Green Power」ということがある。)の再生可能エネルギー事業をENELにより完全支配される1つのEGP連結会社に統合した。かかる事業を受けてエンデサはENDESA Cogeneración y Renovables, S.L.(ECyR)(現ENEL Green Power España, S.L.U.)の支配を手放した。

2007年7月4日付法律2007年第17号の第9暫定規定に従って、2010年12月13日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.(現Edistribución Redes Digitales, S.L.U.)およびREEは、送電資産に関して、2010年7月1日にかかる2当事者間で締結された売買契約上の事実上すべての資産の譲渡を完了し、これによって法的義務に従うこととなった。

2010年12月17日、エンデサのガス輸送および配電資産の大部分を保有する会社であるNubia 2000, S.L.(現ENDESA Gas T&D, S.L.)に対する80%の持分がGoldman Sachsが運営する2つのインフラファンドに売却された。2013年12月9日、ENDESA Gas, S.A.U.が有するENDESA Gas T&D, S.L.の持分20%を同ファンドに売却した。

2011年3月30日、エンデサは自身の支配株主であるENEL Energy Europe, S.L.U.(その後ENEL Iberoamérica, S.L.U.となり、現在はENEL Iberia, S.L.U.(以下「EI」ということがある。)。)に対して、250百万ユーロでエンデサの電気通信およびシステム事業を譲渡する契約をENEL Energy Europe, S.L.U.(現EI)との間で締結した。かかる売却は2011年7月に完了した。

2012年2月29日、エンデサはGas Natural SDG, S.A.からのマドリッド地域の約224,000のガスの顧客およびその他関連した契約のポートフォリオの購入を完了した。この取引は、それぞれ天然ガスおよび電気をマドリッド地域のいくつもの地区および自治体へ供給しているGEM Suministro de Gas 3, S.L.U.およびGEM Suministro de Gas Sur 3, S.L.U.の持分の100%の取得ならびに後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.(現Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.)への合併を含む。

2014年10月23日、エンデサは、ラテンアメリカ事業の売却を8,253百万ユーロで完了した。

2015年11月1日、エンデサは、後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.(現Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.)による買収のために、Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.およびMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の株式の100%の取得を通じて、スペインにおける天然ガス供給事業の住宅部門を取得するため、Galp Energía España, S.A.およびPetrogal Sucursal en Españaとの契約をそれぞれ締結した。

2016年7月27日、エンデサの完全子会社であるENDESA Generación S.A.U.は、ENEL Green Power International B.V.からENEL Green Power España, S.L.U.の持分の60%を取得したが、以前までENEL Green Power España, S.L.U.の持分を40%保有していた。ENEL Green Power España, S.L.U.は、直接にまたは自己が支配する会社を通じて、スペインにおいて再生可能エネルギー源を利用した発電を行っている。

2016年7月28日、エンデサは、Eléctrica del Ebro, S.A.の株式をすべて取得した。Eléctrica del Ebro, S.A.はTarragona地方で配電および電力販売を行っており、Hospitalet-Vandellós、Delta del Ebroおよび Ampostaに渡る地域でおよそ20,000人の顧客を有している。この取得を通じて、エンデサは配電事業を強化する。

2016年12月29日、完全子会社である投資先のENDESA Servicios, S.L.U.(現ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.)を通して、エンデサおよびEIはシステムおよびテレコミュニケーション事業の割当の契約を作成した。これによりエンデサは事業活動の範囲でシステムおよびテレコミュニケーション事業をEIから購入した。当該譲渡の効力発生日は2017年1月1日更新予定となる。契約で規定された購入価格は246百万ユーロで、契約の署名日(2016年12月29日)に支払われた。当該取引は、当該事業の実施の影響を受ける物、人材および第三者との契約の移転を伴った。

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送配電ならびに水力および電力量計の貸与および測定を事業に含む Eléctrica de Jafre, S.A.の出資持分の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は以前は当該企業の47.46%を保有していた。この取引の結果、エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.の完全な支配によって重要な影響力を持つようになり、そのためその配電事業を強化することとなった。

2017年5月17日および2017年7月26日に行われた施設の競売の結果、エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて、それぞれ540メガワットの風力発電施設および339メガワットの太陽光発電施設を落札し、およそ870百万ユーロを落札された施設の建築に投資することを想定し、既に2017年12月31日時点で7百万ユーロが使用された。

2017年12月28日、エンデサは、Nueva Marina Real Estate, S.L.の株式資本における60%の持分を売却し、当該取引は本連結損益計算書における9百万ユーロの税引前利益を創出した。

2018年4月3日、42百万ユーロでのParques Eólicos Gestinver, S.L.U.およびその完全子会社(100%)である Parques Eólicos Gestinver Gestión, S.L.U.の株式資本の100%の取得に関して、ENEL Green España, S.L.U.(EGPE)を通じて、契約が署名された。Parques Eólicos Gestinver, S.L.U.は、132メガワットの風力発電施設を設置し、ガリシア州およびカタルーニャ州にある5つの風力基地で配電を行っている。当該取得を通して、エンデサは発電構成の再生可能エネルギー資産のポートフォリオの拡大により、スペインの発電市場での存在感をより強固にする。

2018年5月22日、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、再生可能風力技術による発電で構成される事業活動に従事し、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)が過去に40%の持分を保有していた会社であるEólica del Principado, S.A.U.の株式資本の60.0%を取得した。この取引の結果、エンデサは、重要な影響力を有する状態からEólica del Principado, S.A.U.の完全な支配を有する状態になった。

2018年6月26日、ENDESA X, S.A.U.はエネルギー市場の動向に適応した新しいサービスを開発して販売するために設立された。その事業は、e-ホーム、e-インダストリーズ、e-シティおよびe-モビリティの4つの分野をカバーしている。これらは、電気自動車、需要管理、分散型発電、エネルギー貯蔵、そして国内顧客、法人顧客および機関顧客に提供されるサービスの範囲の拡大における機会を追求している。

2018年7月25日、エンデサはENDESA Red, S.A.U.を通じて、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A.U.(現Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.)の100%持分およびEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.の100%持分を所有する、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.の株式資本の94.6%を、83百万ユーロで取得した。Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.の持分の追加取得がのちに行われ、96.42%の株式資本を保有するに至った。Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.は、3万人以上の顧客を抱えており、エンデサが発電活動を行っている地域であるセウタの有数の配電および供給会社である。したがって、この買収はスペインとポルトガルで流通と供給の成長を促進するという戦略と一貫している。

2018年12月18日、ENDESA Generación, S.A.U.はMetrovacesa, S.A.からFront Marítim del Besòs, S.L.の株式資本の61.37%を1,841ユーロで取得した。エンデサは当該会社の50%以上の株式を保有しているが、エンデサはそのパートナーと締結した契約に基づき、自社の純資産を共同支配しているため、投資は「合弁事業」として分類される。同日、Front Marítim del Besòs, S.L.のパートナーであるENDESA Generación, S.A.U.およびMetrovacesa, S.A.は、持株比率に比例した非金銭的な拠出による増資を行うことに合意し、それによってENDESA Generación, S.A.U.はSant Adrià del Besòs(バルセロナ)のTres Chimeneas地区で所有していた一定の土地に拠出し、総額92百万ユーロを計上し、税引前利益は34百万ユーロとなった。

2019年1月28日、特に再生可能資源からの電気エネルギーと天然ガスを含むすべてのタイプのエネルギー製品の供給を専門とする会社である、ENDESA Energía, S.A.U.が100%株式を所有する、ENDESA Energía Renovable, S.L.U.が設立された。2019年、ENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じた、18の会社の取得取引を実行した。これらの取引は、発電構成における再生可能エネルギー資産のポートフォリオの拡大により、スペインの発電市場でのエンデサの存在感をより強固にすることを目的としている。

2019年11月28日、とりわけ再生可能エネルギーからつくられる電力および天然ガスならびに付加価値製品およびサービスといった、すべてのタイプのエネルギー製品の供給専門の会社であるENDESA Soluciones, S.L.U.が、ENDESA Energía, S.A.U.の100%完全子会社として設立された。2020年5月11日、ENDESA Soluciones, S.L.U.の株式資本の80%を第三者に売却した。

2020年9月1日、エネルギー市場の展開に適応した新サービスに関して開発およびマーケティング活動を行うため、ENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Ingeniería, S.L.U.の部分的スピンオフを通じて、ENDESA X Servicios, S.L.U.が設立された。その活動は、e-ホーム、e-インダストリーズ、e-シティおよびe-モビリティの4つの活動分野に焦点を当てている。

さらに、2022年4月4日、ENDESA X Servicios, S.L.U.の部分的スピンオフが正式に承認された。これにより、電気自動車充電箇所運営サービスの提供および関連事業を含む電気移動運営事業ユニットが、2022年2月9日に設立されたENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.に移転された。

その後、2022年4月29日、ENDESA X Servicios, S.L.U.は、ENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.における自らの持分の51%について、122百万ユーロでENEL X Way, S.r.l.(電気移動事業の親会社であるENELグループ会社)に対してこれを売却した。同日、ENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.の株主総会は、その社名をENDESA X Way S.L.に変更することに合意した。

2023年4月3日、ENDESA X Servicios S.L.U.によって保有される電気自動車事業(Endesa X Way, S.L.の株式資本における49%の持分を含む。)の分割証書が署名され、これによって、電気自動車充電ステーションの所有権および関連事業の活用サービスの提供に関連するすべての資産および債務要素、ならびに技術、材料および人材資源によって形成される経済主体は、エンデサの完全子会社である2023年1月26日に設立された会社、ENDESA Mobility, S.L.U.に移転される。

2023年7月1日、Endesa Energía, S.A.U.(買主)は、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(売主)からEnergía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.を重要ではない金額で取得した。

2023年9月22日、Endesa, S.A.の取締役会およびEndesa, S.A.の100%出資先であるEndesa Red, S.A.U.の単独取締役は、資産および負債を一括して譲渡することにより、Endesa Red, S.A.U.をEndesa, S.A.に吸収合併し、精算することなくEndesa Red, S.A.U.を消滅させるという計画を承認した。Endesa Red, S.A.U.のEndesa, S.A.への吸収合併は、2023年11月2日付で申請された。

主要株主

2007年以降、ENELがエンデサの株式資本の67.053%を保有し、またAcciona, S.A.(以下「Acciona」という。)がエンデサの株式資本の25.01%を保有していた。2009年6月から2014年11月まで、ENELは、ENELにより完全保有されているEIを通じ、エンデサの発行済株式の92.063%を保有していた。

2014年、EIはエンデサ株式に関して公募(PO)を開始し、当該公募は2014年11月6日にCNMVの登記所に登録され、2014年11月25日に実施された。公募で販売された株式数は232,070,000株に達し、エンデサの株式の21.92%に相当した。売出しの価格は1株当たり13.5ユーロに設定された。

2014年11月25日以降、この公募(PO)の結果、ENELグループのエンデサ株式資本におけるEIを通じての持分は70.144%であった。

公募において取得した40株毎に追加1株の権利を付与する当該公募の小売りトランシェに有利なオプションに基づき(ただし、かかる取得した株式は公募の決済日から最低12か月保有されていること。)、EIを通じてENELグループにより保有されるエンデサの割合は、2014年12月31日現在の70.144%から2015年12月31日現在の70.1%まで落ちた。かかる日付において、エンデサの株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

2023年および2022年12月31日時点において、ENELグループはEIを通じてエンデサ株式資本の70.1%を保有していた。かかる日付において、エンデサの株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

3 【事業の内容】

「第3　事業の状況　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　業績等の概要」を参照のこと。

企業体の位置付け

事業の主要分野

エンデサは、1944年11月18日に設立され、その登記上の事務所はマドリッド市リベラ・デル・ロイラ60に所在する。

エンデサの企業目的は、そのすべての様々な産業および商業地域における電力事業、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、産業サービスまたは事業の主要分野(特にガス事業)に関連するサービスの提供ならびに企業目的の予備的または補完的な事業活動および対企業投資を構成する企業グループの経営である。当社は、直接または他社への投資を通じて、スペインおよび海外における自己の企業目標を構成する活動を遂行している。

エンデサの事業目的は、主にスペイン事業分類インデックス(スペイン語の頭文字で「CNAE」)のセクションD、大分類35に分類されている。

エンデサおよびその子会社は、主としてスペインおよびポルトガルの市場において、電力事業およびガス事業を遂行している。エンデサはまた、より少ない程度で、その他の欧州市場において電力およびガスならびにその主要事業に関連するその他の商品およびサービスを供給している。

組織は、生産、供給および配給活動に分かれており、それぞれに電力ならびに(一定の場合には)ガス活動およびその他の製品、サービスが含まれる。

エンデサの子会社により遂行される事業分野を考慮すると、その取引はそれほど重要な循環的または季節的性質を有さない。

事業ラインおよび主な市場

エンデサの事業モデルは、すべてのリスクへの効率的な対抗、および絶えず変化するエネルギーセクターにおけるすべての機会の利用を可能にするため、営業を行う市場において迅速に対応し、営業を行う領域および事業における顧客のニーズを考慮することを目的として、異なるラインに構造化されている。

これらの事業ラインは、主にスペインおよびポルトガルにおける発電、配電ならびに電力およびガスの販売、相対的には小規模であるが、その他のヨーロッパ市場、特にドイツ、フランスおよびオランダにおけるスペインのプラットフォームからの電力およびガスの販売、ならびに主要な事業に関連するその他の商品およびサービスの販売に関連している。

本土の石炭火力発電所からの発電以外では、エンデサの発電および供給事業は共同で管理されており、2つの事業を別々に管理する場合よりもエンデサの統合された状況を最適化できる。

エンデサが事業を行う市場は以下に説明される。

a) スペイン市場

- 発電：エンデサは、本土のシステムおよび本土外の領域(「Territorios no Peninsulares」またはスペイン語での頭文字をとって「TNP」)(バレアレスおよびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤの自治都市を含む。)で発電事業を行っている。
  - 再生可能エネルギーによる発電によって受ける特別報酬があるが、従来型の本土発電は規制緩和されている事業である。

・ さらに、本土外の領域(TNP)での従来型発電は、その地理的な特質に対処する特定の規制の対象となり、その報酬が規制されている。再生可能エネルギー発電のため、本土外の領域(TNP)において、発電費用が削減された場合の投資インセンティブが設けられた。

- 電力、ガスならびにその他サービスおよび製品の提供：この事業は市場でのエネルギーの顧客への提供ならびにその他製品およびサービスの販売の顧客への提供により構成される。エネルギーの供給は規制緩和されている事業である。
- 配電：配電事業の目的は、消費地点に電気を配分することである。配電は規制事業である。

b) ポルトガル市場

発電：ポルトガルの発電は活発な競争環境の下で行われている。

電力およびガスの供給：かかる活動はポルトガルにおいて規制緩和されている。

スペインおよびポルトガルにおける事業

エンデサの事業は事業ライン別に構成されており、そのことは当社に柔軟性ならびに運営するテリトリーおよび事業における顧客の需要に対応する能力を与えている。

事業ラインの組織化のため、エンデサは主に次の会社を通じて営業している。

・発電：ENDESA Generación, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、エンデサの発電および鉱業資産を集中させるため、1999年9月22日に創設された。

本土外の領域(TNP)にある発電資産を管理するENDESA Generación, S.A.U.は、中でも、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(100%)、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.(100%)、および、再生可能資源から発生する資産を管理するENEL Green Power España, S.L.U.(EGPE)(100%)と持分を統合している。

2023年12月31日、エンデサのスペインにおける正味設備総容量は21,247メガワットであり、うち16,885メガワットが本土の電力システムにおけるもので、残りの4,362メガワットがバレアレス諸島およびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)におけるものであった。かかる日付において、再生可能エネルギーの純設備容量は9,899メガワットであり、そのうち9,800メガワットが本土の電力システムに対応するものであり、99メガワットが本土外の領域に対応するものであった。

エンデサの発電所は、2023年には、その総発電量が60,264ギガワット時に達した。

・配電：ENDESA Red, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、1999年9月22日に創設され、スペインにおけるエンデサの地域配電会社の統合プロセスの集大成を表している。

この会社は、中でも、規制配電を行っているEdistribución Redes Digitales, S.L.U.(100%)およびENDESA Ingeniería, S.L.U.(100%)の株式を保有している。

2022年12月31日時点で、エンデサは、スペインにおいて、8の自治体(アンダルシア、アラゴン、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、エストレマドゥーラ、ガリシアおよびバレアレス諸島)の24の地方(ア・コルーニャ、アルメリア、バダホス、バルセロナ、カディス、コルドバ、ジローナ、グラナダ、ウエルバ、ウエスカ、バレアレス諸島、ハエン、ラ・パルマ、レオン、レリダ、マラガ、オウレンセ、サンタ・クルス・デ・テネリフェ、セビリア、ソリア、タラゴナ、テルエル、サモラおよびサラゴサ)およびセウタ自治都市に電力を供給している。総人口が21百万人超いる総延長195,881平方キロメートルをカバーした。

かかる日付において、エンデサの配電ネットワークへの参入契約を締結している顧客数は12百万人を超え、エンデサのネットワークが配電するエネルギー合計は、発電所において測定され、2023年には136,363ギガワット時に達した。

・エネルギー供給：ENDESA Energía, Sociedad Anónima UnipersonalおよびENDESA X Servicios, Sociedad Limitada Unipersonal

ENDESA Energía, S.A.U.は、供給事業を行うため、1998年2月3日に創設され、スペインにおける電力セクターの規制緩和手続から派生する要請に対応している。その主な事業は、供給者を選択する権利を行使したい顧客、および規制緩和市場でのサービスならびに効率的なエネルギー基盤および維持サービスの発展に関するその他製品およびサービスを受けたい顧客に対するエネルギーの供給である。

さらに、ENDESA Energía, S.A.U.は、規制されている市場の商社であるEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.、電力の供給に関連して商業サービスを提供することを目的とするENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.、および、とりわけ再生可能エネルギーからつくられる電力および天然ガスの供給専門であるENDESA Energía Renovable, S.L.U.の100%を保有している。

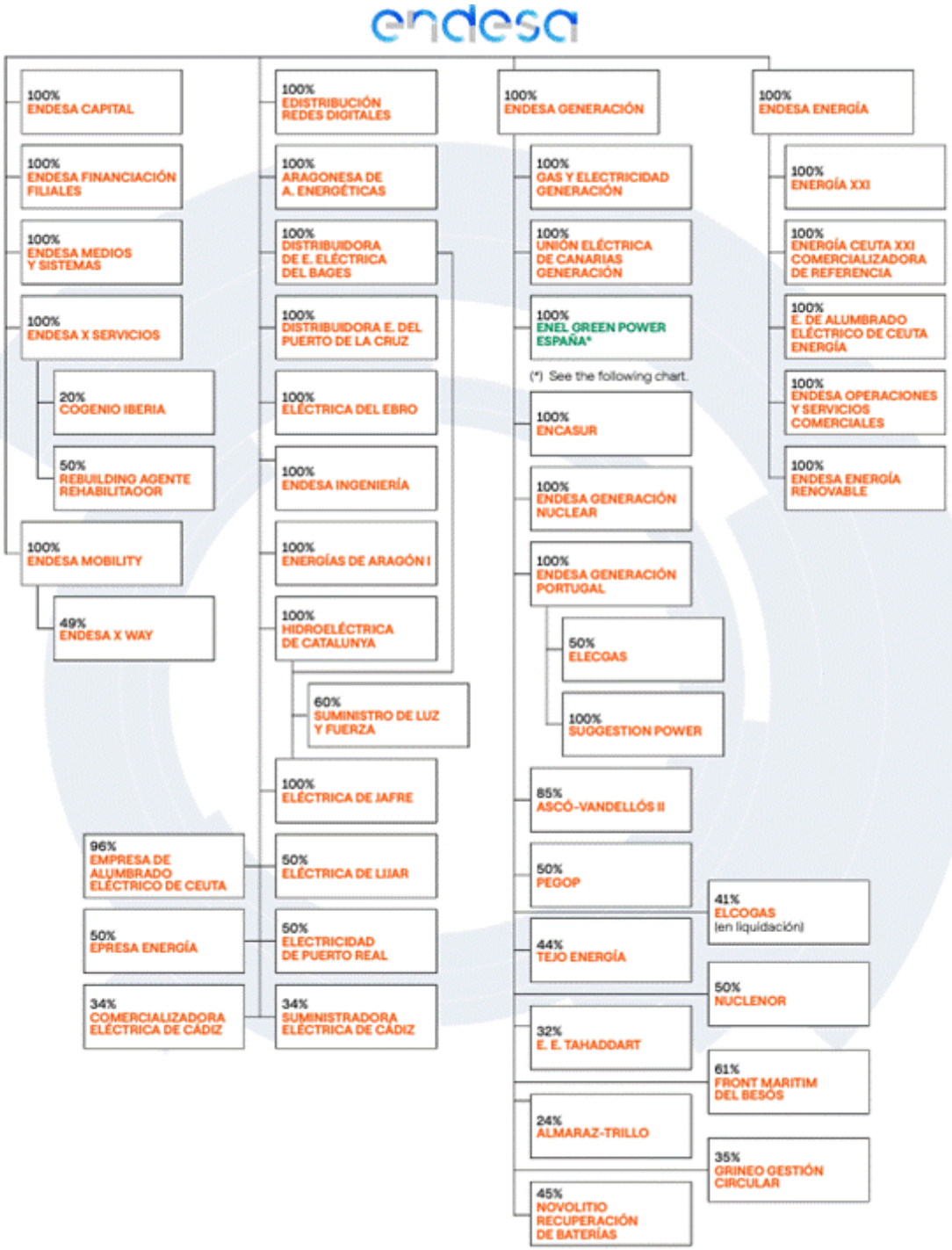
また、ENDESA Energía, S.A.U.は、ドイツ、フランス、オランダおよびポルトガルの規制緩和市場に対してエネルギーの供給を行っている。

2020年9月1日、エネルギー市場の展開に適応した新サービスに関して開発およびマーケティング活動を行うため、ENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Ingeniería, S.L.U.の部分的スピンオフを通じて、ENDESA X Servicios, S.L.U.が設立された。その活動は、e-ホーム、e-インダストリーズ、e-シティおよびe-モビリティの4つの活動分野に焦点を当てている。また、Endesa X Servicios, S.L.U.は、ポルトガルのエネルギー市場の動向に適合させた新しいサービスを開発し、販売する。

最後に、Endesa Mobility, S.L.U.は、e-モビリティサービスを開発および販売し、また、エンデサの電気自動車の公共充電ステーションを所有している。

2023年、電力純売上は77,688ギガワット時に達し、2023年12月31日時点で電力市場における顧客ポートフォリオは10.5百万の供給地点を構成した。2023年、エンデサは、64,880ギガワット時となるガスを供給した。2022年12月31日時点で、従来型天然ガス市場における顧客ポートフォリオは1.8百万を超える供給地点を構成した。

以下は、図表で2023年12月31日現在の主要な被投資会社を示すエンデサの組織図である。





2023年に行われたエンデサの組織図の追加、削除および変更は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7に記載される。

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記の付表Ⅰは、エンデサの関連会社および重要な保有株式を列挙している。

4 【関係会社の状況】

「2　沿革」および「3　事業の内容」ならびに「第6　経理の状況」の付表を参照のこと。

5 【従業員の状況】

2023年12月31日現在、エンデサは総数9,035名の従業員を有しており、2022年12月31日現在より2.4%減少した。エンデサの2023年の平均従業員数は9,097名(-0.5%)であった。2023年および2022年における、エンデサのセグメント、部門、年齢、国および男女別の最終および平均従業員数は以下のとおりである。

	最終従業員数					
	2023年12月31日			2022年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	160	43	203	169	40	209
中間管理職	2,425	1,345	3,770	2,477	1,330	3,807
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	4,033	1,029	5,062	4,174	1,068	5,242
総従業員数	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

	最終従業員数					
	2023年12月31日			2022年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	3,697	1,258	4,955	3,838	1,264	5,102
配電	2,254	496	2,750	2,265	490	2,755
構造およびその他(1)	667	663	1,330	717	684	1,401
総従業員数	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

(1) 構造およびサービス。

	最終従業員数					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	326	170	496	370	199	569
30歳～50歳	3,729	1,565	5,294	3,888	1,617	5,505
50歳超	2,563	682	3,245	2,562	622	3,184
総従業員数	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

	最終従業員数					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,601	2,401	9,002	6,811	2,427	9,238
ポルトガル	17	16	33	9	11	20
総従業員数	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

	平均従業員数					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	163	43	206	189	50	239
中間管理職	2,428	1,322	3,750	2,429	1,261	3,690
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	4,099	1,042	5,141	4,158	1,056	5,214
総従業員数	**6,690**	**2,407**	**9,097**	**6,776**	**2,367**	**9,143**

	平均従業員数					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	3,747	1,243	4,990	3,783	1,223	5,006
配電	2,258	491	2,749	2,275	469	2,744
構造およびその他(1)	685	673	1,358	718	675	1,393
合計	**6,690**	**2,407**	**9,097**	**6,776**	**2,367**	**9,143**

(1) 構造およびサービス。

2023年および2022年における共同支配事業の従業員の平均数はそれぞれ、773名および789名であった。

男女別では、2023年および2022年12月31日時点で、エンデサの労働力の73%が男性であり、27%が女性であった。

2023年および2022年における33%以上の障害者で採用された平均人数は、以下のとおりである。

	障害者の平均従業員数(1)					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	1	-	1	1	-	1
中間管理職	27	7	34	24	6	30
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	41	14	55	39	13	52
従業員合計	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

(1) 33%またはそれ以上。

	障害者の平均従業員数(1)					
	2023年			2022年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および供給	30	10	40	30	9	39
配電	23	2	25	22	2	24
構造およびその他(2)	16	9	25	12	8	20
従業員合計	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

(1) 33%またはそれ以上。
(2) 構造およびサービス。

2023連結会計年度末に関連して、従業員の平均年齢は46.9歳であり、従業員がエンデサで勤務した平均年数は、およそ17.3年である。また、従業員の平均年収(賞与を含む。)は、102,559ユーロである。

社会的対話

エンデサでは、2023年12月31日時点において、「エンデサの枠組みの団体協約5」下の従業員数は7,971名で、スタッフ全体の88.2%であった。なお、法的要件はそれぞれ異なる。

2023年のスペインおよびエンデサの労働規制に従い、事業の再構成および企業のリストラが決定された場合に遵守されるべき基準が定められた。それにより、当該企業のリストラおよび組織変更が実際に行われるより少なくとも30日前に団体の代表者に対して通知される。

2023年の団体交渉に関する最も重要な活動は以下のとおりである。

	2023年の主要な活動
団体交渉	・ Endesa X Way、S.L.からEndesa Mobility、S.L.U.への従業員の移転に関する契約
	・ Empresa Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A.から新しく創設されたEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U.への従業員の移転、および当該会社を「*エンデサの枠組みの団体協約5*」の機能的範囲に含めることに関する契約
	・ Enel Iberia, S.L.U.からGridspertise Iberia, S.L.への財産の譲渡により影響を受ける従業員の権利と保障を確立するための特定事項交渉委員会の決議およびそれらの従業員との関係における前者の義務
	・ エンデサによるEndesa Red、S.A.U.の吸収合併および従業員の移転に関する契約:協議終了
	・ エンデサの平等性計画に関する契約

2023年6月に「エンデサの枠組みの団体協約5」が終了し、第6回エンデサ団体交渉協約の団体交渉が開始された。6月には、エンデサの第6回団体交渉協約交渉委員会が設置された。その後、交渉が行われている(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記53を参照のこと。)。

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】

サスティナブルビジネスモデル

エンデサは、持続可能性を統合し、エンデサが事業を展開する領域で価値を創造する、公正で包括的な移行の発展を可能にするビジネスモデルにコミットしている。一般的な個人、企業および社会の暮らしに欠かすことのできない要素として、社会が直面する主要な課題に取り組むことに当社の事業戦略を集中させるよう努めている。私たちは絶え間ない社会的、経済的および政治的な変化に適応するために絶えず進化している。

現在、当社が直面している最大の課題は、最近における経済の脱炭素化と電動化に向けたエネルギー転換を推進することである。これには、再生可能エネルギーの効率的な開発が含まれ、その結果、化石燃料に基づくテクノロジーは、誰も置き去りにすることなく手放すことが可能になる。脱炭素型経済への移行は、現行のビジネスモデルの変革を促し、また、必要とすると同時に、経済的、環境的および社会的に大きな機会を生み出し、豊かさと雇用の創出、そして地球の改善に貢献する。

この持続可能な戦略は、私たちが地域の一部であることを認識しているステークホルダーの皆様からのご意見をいただきながら設計されなければならない。そうすれば、エンデサが持続的かつ永続的な業績を実現できるよう、皆様との間にしっかりとした良好な関係を築くことができる。

個別のステークホルダーと、2つのマテリアリティ分析を通じてそれらを代表する組織との継続的な対話により、エンデサは、ステークホルダーの要求に対処するための優先的な行動を特定することができる。エンデサは、気候変動がすべてのステークホルダーにとって主要な課題であり、気候変動との闘いにおいて重要な役割を果たすことができるという知見の下、国連持続可能な開発目標(SDGs)およびパリ協定の目的に貢献するための優先的な行動を特定した。

進化する環境、社会およびガバナンスの状況は、当社が対処し、管理しなければならない一連の危険を伴う。当社のバリューチェーン全体で適切にターゲットを絞った戦略のおかげで、エンデサはリスクを軽減するだけでなく、新たなチャンスを最大限に活用している。

エンデサは、戦略の成果を監視および評価するために、持続可能性計画の一環として「環境、社会およびガバナンス」(ESG)測定指標を開発し、これによって当社のエネルギー変革の課題に対応するためのロードマップを示し、それによって持続可能な開発目標(SDGs)の達成に役立てている。

今回の戦略計画のアップデートは、当社のビジネスモデルに持続可能性が一体化したことの明確な実例である。投資の約90%はSDG 13(気候変動対策)に向けられており、これにエンデサは再生可能エネルギー容量の拡大を通じたSDG 7(手頃でクリーンなエネルギー)、配電網のデジタル化を通じたSDG 9(産業、イノベーション、インフラストラクチャー)、SDG 11(持続可能な都市・コミュニティー)の具体的な行動で貢献している。

エンデサは、イノベーションを通じ、従業員や協力会社の安全を確保しながら、環境負荷を削減し、顧客や事業を展開する地域社会の必要量に応えるソリューションを開発し続けている。

経営環境

エネルギー政策の背景

過去2年間の前例のない世界的なエネルギー問題から生じるプレッシャーは、2023年の間に大幅に緩和された。しかし、エネルギー市場、地政学および世界経済は依然として不確実性が高く不安定であり、さらなる混乱の危険性は残っている。

化石燃料価格は、ガスが300ユーロ/MWhを超えた2022年8月のピークから下落し、同時に電力市場価格を押し上げた。しかしながら、市場は、長引くロシアとウクライナの紛争に起因する緊張関係を引き続き反映している。現在は、中東で長期にわたる不安定化のリスクがある。

不安定なエネルギー市場を背景に、欧州の行政や機関は、2023年も引き続き、消費者にとって手頃な価格、安定供給および環境の持続可能性を確保するための措置を講じた。

2023年10月末に公表された「エネルギー連合報告書の現状」の結論は、「REPowerEU」計画の実施が、EU Green Deal法制や再生可能エネルギー展開の加速、エネルギー効率の改善を通じたエネルギー市場、価格および消費者へのプレッシャーの緩和をどのように可能にしたかを記述している。また、2023年12月14日に欧州議会及び欧州連合理事会で合意されたEUエネルギー制度の構造改革が実施された。2024年初頭に正式に適用される予定である(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6を参照のこと。)。この改革過程の目的は、より長期的な商品により大きな役割を与えることで現物市場と短期市場を支援することにより、消費者が固定価格契約から利益を得ることを可能にし、また、クリーンテクノロジーへの投資を可能にすることにより、電力市場デザインを最適化することである。

改革の目的は、以下を確保することである。

	主な措置
欧州電力市場改革	・ 消費者に対するより多くの保護: 　・ 電気供給契約を結ぶ際には、個人がより多くの選択肢を持つことになる(固定価格契約と有期契約の幅広い利用可能性、複数契約や複合契約の可能性を伴う、ダイナミック価格の柔軟な選択、契約締結前のより明確な情報提供。)。 　・ 再生可能エネルギーへのアクセスは、地域規模で再生可能エネルギー源から発生された電力の取引によって促進される。 　・ 脆弱な消費者のより良い保護(政府は、最後の手段の十分な供給者を確保し、家庭および中小企業(SMEs)のための小売業者価格をより適切に規制できることを保証する。)。 ・ 企業顧客の一層の安定性と競争力: 　・ 長期契約のおかげで、企業はより安定した価格を持つことになる。 　・ エネルギーの生産者はより安定した収入を得ることができる。風力、太陽光、地熱、水力(貯水池を除く。)および原子力に基づく新規発電施設への投資は、差異に関する双方向契約として構成される。 ・ 再生可能エネルギーのより密接な統合

EUはまた、新たな世界エネルギーの状況において競争力と産業のリーダーシップを強化し、特に電力市場設計、ネット・ゼロ産業法および重要原材料法に関する法案を最終決定することの重要性を強調している。これらの提案は、「フィット・フォー・55」法制を補完し、欧州全域におけるクリーンなエネルギー源、配電網および安定した市場の発展を支援するものである。

このため、EUの機関は、これらの超国家的な目標を国内に提供するための主要な手段として、加盟国における国家エネルギーおよび気候計画(NECP)の実施を強く提唱している。

スペインでは、2024年6月に最終決定が予定されているスペイン国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)の最新草案で、再生可能エネルギー目標が大幅に増えることが見込まれている。目標は、再生可能エネルギーの普及率を最終エネルギー消費量の42%から48%に引き上げ、2030年までに自然エネルギー発電の割合を合計の全国電気構成の74%から81%に引き上げることなどが挙げられる。

また、同年に制定された新たな規則は、一般市民や企業のエネルギー価格を抑制し、最も大きな打撃を受けた部門や社会的弱者層を支援し、産業競争力を高めるために価格をより安定させることに焦点を当てている。

2022年に入ってから、スペイン政府は様々な特別措置を講じている。2024年に向けては、ここ数カ月間で食料、原材料および中間財価格の上昇圧力が緩和され、市場が根強い地政学的な不確実性に適応してきていることを踏まえ、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号を成立させ、ウクライナや中東における紛争の経済的・社会的帰結に対処し、干ばつの影響を緩和するための措置を導入することを決定した。

この国王布告法は、エネルギー問題に対処するためにこれまで採用されてきた介入主義的措置を段階的に撤回することを選択するものである。その目的は、物価の予期せぬ上昇を避け、家計と企業の保護を強化することである。同規則はまた、再生可能エネルギーの促進や自主消費量を含む産業の競争力、干ばつの影響に対処するための対応についても規定している。

電力およびガス市場

2023年には、主にガス価格の割引と再生可能エネルギー増産の結果、2022年と比較して欧州電力市場内の価格が減額した。

欧州市場およびスペイン市場における天然ガスの価格は、2022年の最後の数ヶ月間に下降に転じ、この傾向は2023年にも続いている。特に、天然ガス価格は、ロシア・ウクライナ紛争前の水準を下回っており、温暖化による需要減少や消費量の抑制および供給源の多様化等により、経済主体間の信頼回復や経済事業率の向上につながっている。

2023年のスペインの電力需要は244,665ギガワット時で、2022年と比べると2.3%減(暦年と気温の影響を考慮すると1.9%減)であった。これは太陽光自家消費量の伸びおよびスペインの総国内生産(GDP)の伸びが低下したことなどによる。

イベリア本土では、労働時間や気温の影響を補正せず、2023年1月-12月期では、イベリア本土の需要は229,527ギガワット時で、2022年の実績を2.5%下回った(労働時間や気温の影響を考慮すると2.1%減であった。)。2023年のバレアレス諸島とカナリア諸島の総需要は、5,999ギガワット時および8,750ギガワット時(それぞれ、労働時間と気温を調整すると、前年同期比で1.4%減および2.2%増であった。)と推定されている。

2023年の太陽光発電量は、スペインにおいて(33%増)、ポルトガルにおいて(42.6%増)で、過去最高を記録した。これは、Red Eléctrica de EspañaおよびRedes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.がそれぞれ発表した数値による。この増加の原因は、卓越した気象状況とエネルギー移行に向けた進展および再生可能電力の発電可能量の増加によるものである。また、2023年中のガスとブレント原油の終値は、前年同期比でそれぞれ67.1%および17.0%下落した一方、二酸化炭素(CO2)の価格は2022年比で3.3%上昇した。

これに関連して、卸売り電力市場の平均演算価格は87.1ユーロ/メガワット時(2022年比48%減)に達した。一方、スペインにおける2023年のガス需要は10.3%減少したが、これは主に電気部門、事業からの需要の減少(30.1%減)と、従来型ガス市場からの需要のわずかな増加(1.5%増)によるものである。

経営方針

戦略計画2024年-2026年

2023年11月23日、エンデサは、投資社会に対して、経済の脱炭素化速度に影響を与える可能性のある金融費用とインフレの増加という背景の中で、2024年から2026年までの戦略計画のアップデートを提示した。このような現状は、国内・欧州レベルでの重要な規制問題への可視性とともに、当社に成長のための柱と戦略に再び焦点を当てることを義務づけている。

2024年-2026年の期間において、今回の見直しで浮かび上がった3つの戦略テーマは以下のとおりである。

戦略テーマ	役割	パフォーマンス
収益性・柔軟性・回復力	・ 柔軟性および回復力を高めるための選択的な資本配分。 ・ 「パートナーシップ」モデルをキーワードに、リスク・リターン特性の最大化および資産回転の最大化を図る。	・ 当社の電力構成の脱炭素化の道筋と両立。 ・ 家庭や企業の顧客への供給を、付加価値業務や非排出資源からの電気に集中させる。
効率性・有効性	・ キャッシュ創出の最大化に注力する。 ・ インフレおよびコストを両立させるためのコスト管理および合理化された構造。	
財務・環境的持続可能性	・ 気候変動の課題に対応しながら価値創造を目指す金融の安定。	

本計画は、新しいエネルギーの状況を反映し、より選択的で効率的な資本配分戦略を基礎としている。従って、この新戦略計画に基づく総投資は、前回の2023年-2025年計画と同様の方針で継続される。総投資は2024年-2026年の総額で300百万ユーロ増加し、8,900百万ユーロとなった。

クリーンな電化の2本の柱である配電網および再生可能発電は、引き続き発展の鍵となるベクトルである。具体的には、ネットワークへの投資は新しい規制要因と結びついている一方で、再生可能エネルギープロジェクトの開発で協働するパートナーも存在する。



資本割当プロセスの基準には、以下の行動指針が含まれる。

1)　エミッションフリーの発電容量の拡大

再生可能エネルギー容量開発の投資予定額は4.3十億ユーロで安定している。収益力と資本配分の柔軟性を高めるため、新たな外部パートナー方式を導入する。

この計画の目的は、2026年までに13,900メガワットの自然電力を達成し、それによってイベリア半島で93%のエミッションフリー生産を達成することである。自然エネルギーへの投資の53%を吸収し、1,600メガワットの新容量をもたらす風力電力に、より一層の取り組みを行っている。太陽光発電電力プラントは投資の35%を占め、2,000メガワットに達する。以前の計画と比較した主な新機能は、再生可能技術への投資として、風力および水力発電プロジェクトを含み、発電所効率の向上と発電費用の削減を目指すことである。

この分野における3つの主要なプロジェクトはアンドラ(テルエル)、ペゴ(ポルトガル)およびガリシア州の公正移行イニシアチブである。最初の2つはそれぞれ1.7十億ユーロおよび700百万ユーロの合計投資を含んでおり、2026年から2027年および2026年に稼働する予定である。3つ目は、合計800メガワットの風力基地と約1,000百万ユーロの投資で、2025年に稼働する予定である。これらのプロジェクトはすべて、財政的に持続可能なエネルギー移行プロジェクトであり、また、将来に向けてその分野での訓練と経済発展に新たな持続可能な経済事業を提供することにより、廃止される事業の影響を受けた従業員に雇用の場を提供している。

主要因	説明
«パートナーシップ»	・ 投資配分の最適化
リスク/リターン	・ 投資のリスク・リターン特性は、「構築するか、買うか」という価値創造の選択を可能にしなければならない。
戦略事業プロジェクト	・ アンドラ(テルエル)、ペゴ(ポルトガル)およびガリシア州における熱発電所閉鎖の影響を受ける地域の経済発展を促進するための移行プロジェクト。
風力発電および水力発電所の再構築	・ 再生可能エネルギー施設を再構築するプロジェクト

2) 商業戦略

顧客に割り当てられる投資は2026年までに900百万ユーロに達し、付加価値業務の包括的な提供とより良い「顧客体験」を通じて顧客ロイヤルティに焦点を当てる。

今後もお客さまサービスの向上と需要の電化に注力していく。顧客のニーズに関する知識を基に、より洗練された高付加価値商品を提供する。当社は、スペインとポルトガルの2026年の規制緩和市場契約のポートフォリオは7.5百万件に増え、規制緩和された固定価格電力売上の合計量は53テラワット時に拡大すると見込んでいる。

脱炭素化に関しては、当社の目標は、2026年までに固定価格で非規制顧客に販売されるエネルギーの約90%が非排出資源からのものとなるように、クリーンな電化を促進することである。規制緩和電力事業の統合ユニット利益は、当期の間、安定したままである。

ガス事業では、マージンは市場の変動に深刻な影響を受けた2023年の例外的な事態を経て回復すると予想されるが、一方、顧客ポートフォリオは1.8百万で安定的に推移し、そのうち1.4百万は自由市場である。また、複合循環電力発電所の発電用ガスについても、負荷率の正常化の結果、使用量の削減が見込まれている。

主要因	説明
お客さま第一	・ カスタマーエクスペリエンスを向上させ、カスタマーロイヤルティを醸成するための高水準の業務を提供する。
複合オファー	・ お客様のニーズの知見を活かし、複合的な商品および業務を提供する。
ポートフォリオの最適化	・ 利益率の高い高付加価値業務・商品に注力。
需要の電化	・ 顧客基盤の電化を推進。

3) 配電網の投資

戦略計画2024年-2026年のもう一つの重要な焦点は、質を高め、損失率を改善し、回復力を高め、新たな接続要請に対応する配電網への投資である。これは、国内水準に設定された野心的なエネルギー移行目標を確実に満たす規制枠組みによって裏付けられなければならない。

8.9十億ユーロの合計総投資のうち、2.8十億ユーロは配電網に投資され、前回より200百万ユーロ多い。この投資は、2026年から2031年までの規制期間で最終的に合意された通信ネットワーク投資の報酬に特に左右される。

この投資量は3つの流れに分散されている。44%が新たな接続要請を可能にするために使用され、31%が配電網をデジタル化および新たな顧客ニーズに適応するために使用され、業務の質と回復力を高め、残りの25%が配電網経営に使用される。これにより、損失は10%から9.6%へと0.4パーセンテージポイント減少し、計画終了時の停止時間は41.8分へと18%短縮される。

2024年-2026年の配電網に関する戦略プランの主な要因は以下の通りである。

主要因	説明
エネルギー転移	・ 配電網投資は、当社のエネルギー移行目標を達成するための重要な要素である。
規則の防御	・ 規制枠組みは、妥当な投資収益率を確保しなければならない。
業務基準	・ エネルギーロスを低減しつつ、より質の高い基準を確保する。

主な金融指標

財務面では、2024年から2026年にかけての新たな戦略計画に、連結収益に関する財務指標の予測などが盛り込まれている。同計画で、エンデサは以下のようなプラス基調を想定している。

経済指標	予想
税引前営業利益(EBITDA)	・ 市場環境の正常化と規制環境の進展が見込まれることから、2026年には5,600～5,900百万ユーロの範囲に達すると当社は推定している。
純経常利益	・ この数字は、好調なEBITDAパフォーマンスに牽引され、3年間の終わりには2.2～2.3十億ユーロ前後になるだろう。さらに、プロジェクトを共有するパートナーを導入する戦略の業績として、金融費用の低下、ウィンドフォール税終了後の税の正常化、非支配持分への支払いの増大が見込まれる。
純金融負債	・ 純金融負債は2026年の8,000百万ユーロから9,000百万ユーロの間になる予定である。EBITDAに対する純金融負債の割合は、2026年には1.4倍となる。持続可能なベンチマークにリンクされた負債の割合は、本計画の終了までに80%を超えることになる。

エンデサのリスクプロファイルと財務の健全性を維持するため、当社によって承認された配当政策は、2026年まで純経常利益の70%の配当を維持している。年間を通じて1株式あたり1.0ユーロの最低保証配当金がある。

(単位：百万ユーロ)

財務目標	単位	2024年	← →	2026年
税引前営業利益(EBITDA)	百万ユーロ	4,900-5,200		5,600-5,900
純経常利益	百万ユーロ	1,600-1,700		2,200-2,300
1株当たり配当	ユーロ	1.1		1.5

業績予想

電気部門は今後数年間、より持続可能で効率的な脱炭素化モデルへのエネルギー転換に関連する大きな課題に直面する。この背景には、電気部門における経済的および規制的環境は非常に重要であり、市場に関与する様々な主体の投資、資金調達および経営上の意思決定に強く影響する。

マクロ経済環境

欧州経済は、高インフレ、外需の弱まり、金融政策引き締めを背景に、今年は勢いを失っている。こうしたマクロ的な悪化を背景に、実質国内総生産(GDP)は、2022年末にかけて低下し、2023年第1四半期-第3四半期にはほとんど伸び悩んだ。欧州委員会は、直近の秋季予測のアップデートにおいて、2023年の国内総生産(GDP)成長率を欧州連合およびユーロ圏ともに夏季予測を0.2ポイント下回る0.6%と見込んでおり、これにより前回予想をさらに0.2パーセンテージポイント引き下げた。

総じて、EUの成長の鈍化は2024年まで続くと予想され、金融引き締め政策の影響は引き続き経済活動を抑制すると予想される。その結果、2024年のユーロ圏の国内総生産(GDP)成長率は1.2%になると欧州委員会は予測しており、一方、低インフレおよび金融緩和によるプル効果の期待は、2025年の成長が1.6%に強化されることを意味している。

物価上昇に関しては、ここ数ヶ月の欧州のマクロ経済状況により、エネルギーの伸び悩みを主因に、インフレがやや緩やかになっている。しかし、基礎的なデータは依然として高い水準を示しているため、欧州中央銀行(ECB)は金融引き締め政策を提唱し続けている。2023年12月の会議では、ユーロ圏の金利は4.5%に据え置かれた。前回0.25%の利上げは2023年6月15日に行われ、10回連続の利上げとなった。

欧州中央銀行(ECB)は、12月時点の独自予測によると、インフレ率が2023年の5.4%から2024年に2.7%、2025年に2.1%、2026年に1.9%へと低下し、9月の予測と比較して下方修正されることが予測されることから、2024年後半にパンデミック緊急購入プログラム(EPPP)の縮小を開始すると発表し、同年の第一次料金削減が予想されている。

部門の規制状況

2022年以降、ロシアとウクライナの軍事紛争の深刻化とそれに関連する国際制裁は、世界のエネルギー市場のバランスを大きく混乱させ、ガス価格、ひいては電気価格を押し上げた。

この市場状況が国民全体および国内経済に及ぼす影響を緩和するため、2023年中に、欧州連合およびスペインの両レベルにおいて特別措置が実施された。2022年に実施されたイニシアチブを受けて、これらの措置は、国内および欧州連合の両レベルにおいて規制環境に一定の変化をもたらし、電気部門に大きな影響を与えた。整備されたすべての措置の目的は、消費者のための費用を削減し、競争を増やし、再生可能エネルギーの一体化を推進し、エネルギーの移行を可能にすることであった。

欧州レベルでは、スペインが欧州連合理事会の議長国を務めていた今年下半期、合意に達するための交渉が積極的に進められ、最終的に12月に欧州委員会、欧州理事会、欧州議会がEUの電力市場の現状を改革するプロジェクトを承認した。

この暫定的な政治的合意は、最終的に化石燃料の不安定性が電気価格に与える影響を減らし、消費者を価格の衝撃から守り、再生可能エネルギーの展開を加速させ、消費者保護を向上させることを目的としている。新しい規則がEU法になるためには、2024年に欧州理事会と欧州議会の両方で正式に採択されなければならない。

この提案は、EUの電力市場・デザインのより広範な改革の一環であり、これには、より良い監視と透明性の向上を通じた市場操作に対するEUの保護の改善に焦点を当てた規則も含まれる。2023年11月16日、新規則について暫定合意に達した。

国内レベルでは、この1年間で制定された新たな規則は、一般市民や企業のエネルギー価格を抑え、最も大きな打撃を受けた部門や社会的弱者層を支援し、産業競争力を高めるために価格をより安定させることに焦点を当てた。

2024年を展望すると、ここ数カ月間食料、物品および中間財価格の上昇圧力が緩和され、根強い地政学的不確実性に適応した市場が形成されたことから、スペイン政府は、ウクライナおよび中東における紛争の経済的・社会的影響への対処、ならびに干ばつの影響の緩和のための措置について、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号を可決することを決定した。この国王布告法は、エネルギー問題に対処するためにこれまで採用されてきた介入主義的措置を段階的に撤回することを選択するものである。その目的は、予期せぬ物価の上昇を避け、家計と企業の保護を強化することである。また、規則は、干ばつの影響に対処するための行動とともに、自主消費量を含む再生可能エネルギーの促進および産業の競争力のための規定を行っている。

規制枠組みについては、「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)事業の概観　規制枠組み」に記載している。

2024年-2026年戦略計画

2023年11月23日、エンデサは最新の戦略プラン2024年-2026年を投資社会に提示した。企業活動の完全な脱炭素化を2050年から2040年に前倒しするというコミットメントを再確認した(「戦略計画2024年-2026年」を参照のこと。)。

エンデサは、2024年-2026年に関する3年間の戦略を更新し、当該戦略は、3つの主要な活動の柱に焦点を当てる。

戦略テーマ	役割	パフォーマンス
収益性・柔軟性・回復力	・　柔軟性および回復力を高めるための選択的な資本配分。 ・　「パートナーシップ」モデルをキーワードに、リスク・リターン特性の最大化および資産回転の最大化を図る。	・　当社の電力構成の脱炭素化の道筋と両立。 ・　国内や企業の顧客への提供を、付加価値業務や非排出資源からの電気の供給に集中させること。
運営の有効性・効率性	・　キャッシュ創出の最大化に注力する。 ・　インフレおよびコストを両立させるためのコスト管理および合理化された構造。	
財務・環境的持続可能性	・　気候変動の課題に対応しながら価値創造を目指す金融の安定	

新戦略計画に意図された総投資は8,900百万ユーロであり、「戦略計画2024年-2026年」に記載されている。

エンデサの2024年-2026年戦略計画が基づく経済的および財務的目標は、「主な金融指標」で詳述される。

長期計画

エンデサは、2021年以降の脱炭素化へのコミットメントに関して、その活動の完全な脱炭素化を2040年に前倒しするという目標に関して、自らの親会社であるENELと提携し、これは、「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　長期的な計画および2040年を目処とする完全な脱炭素化」で詳述される3つの主要な活動の柱に基づいて達成される予定である。

2【サステナビリティに関する考え方及び取組】

「3　事業等のリスク」を参照のこと。

サステナビリティ目標を重視したコーポレートガバナンス

取締役会

エンデサは、気候変動が事業に与える影響を認識している。このビジョンは、環境および気候方針の要素としてだけでなく、事業の意思決定や戦略計画の策定および追求における主要な要素として取り上げられている。このため、エンデサは、気候変動アクションプランを戦略計画に統合している。

この観点から、エンデサの戦略計画は、気候変動との闘いのために調整され、準備されている。毎年取締役会によって承認され、当社の上級経営陣によって策定および実施される。より正確に言えば、最高経営責任者が、当社の戦略計画、ひいては当社の気象戦略の実施について最も責任のある者である。

エンデサの取締役会は、地球温暖化が確実に成果を上げるための重要な要素であると考えられる以下の事項について責任を負う。

重要事項
・　気候変動アクションプランを含む戦略計画の採択。
・　持続可能性計画の承認。現在、エネルギー移行に重点が置かれている。
・　気候変動を対象とした「環境方針」の採択。この方針は、2021年に取締役会によって見直し、更新および採択され、エンデサのウェブサイト(1)で一般に公開されている。
・　気候変動リスクを含むリスク管理および管理方針の構築。
・　当社および当社グループの経営目標、年間予算、投資および資金調達方針の設定、ならびに全般的な戦略の基本方針の定義。

(1) https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/gobiernocorporativo/politicascorporativas/documentos/POLITICA-MEDIOAMBIENTAL-ENDESA_21_06_21.pdf

エンデサは、マクロ地政学的、規制的および技術的動向を考慮し、特に事業を行う市場に重点を置き、直面するリスクおよび機会を検討して(事業運営、技術、市場および移行上の側面、ならびに物理的リスクを考慮に入れて)、戦略計画を策定する。

持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会

当社では、気候変動と闘うための行動および戦略の厳格な遵守と実行を確保するため、持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会を設置している。本委員会の主な任務は、エンデサの取締役会に対し、気候変動を含む環境問題の監督および監視に関する助言を行うことである。例えば、監査および法令遵守委員会による報告書の審査および提出、ならびにエンデサの取締役会による発行の承認に先立ち、気候変動に関する当社のリスクおよび目的に関する情報を分析する。

また、持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会は、以下のような機能を有している。

その他の機能
・　当社の持続可能性および環境政策の見直し
・　気候変動に関連する目的を含む持続可能性計画およびその目的の遵守の程度の監督
・　非財務および持続可能性報告書がエンデサグループの持続可能性計画に適合しており、情報リスクや気候変動に関する当社の目標が含まれていることを検証

現在、持続可能性およびコーポレートガバナンス会議は、取締役会の独立委員3名で構成されている。これにより、エンデサの持続可能性への取り組みは、すべての意思決定過程と日々の事業の遂行において揺るぎないものになる。持続可能性およびガバナンス委員会は、各機能に関連した具体的な目標および年次会合のスケジュールを含む年次作業プログラムを設定する。持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会の会議は、本暦年に従い、または議長が招集する場合、構成員の過半数により、または取締役会の要請により決定される場合に開催される。年間最低4回の会議を開催しなければならない。

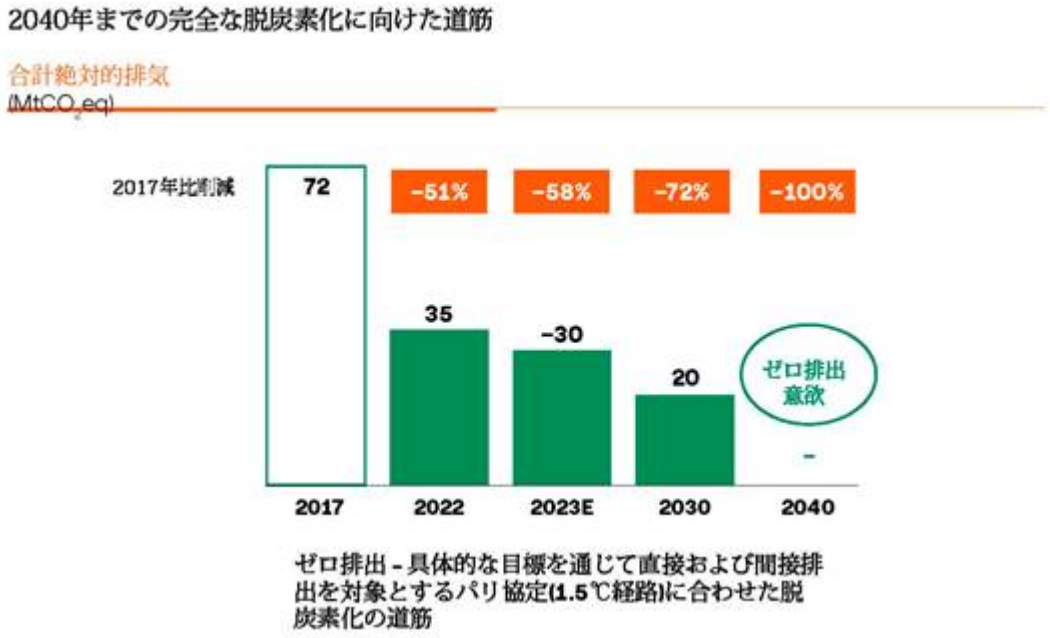
2022年2月の持続可能性およびコーポレートガバナンス会議規則の改正において、気候変動分野における持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会の権限と任務が強化された。気候変動政策を定期的に見直し、連結経営報告書の一部を構成する非財務および持続可能性報告書に、当社の気候変動リスクおよび目標に関する情報が明示的に記載されていることを検証する責任を負う。2023年、持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会は、5回の会議のうち2回において、気候変動に関する質問に対応した。

長期的な計画および2040年を目処とする完全な脱炭素化

エンデサは、産業化以前の時代に比べて、気温を1.5℃上昇以下に抑えるという、パリ協定の目的に即した持続可能な事業モデルの策定に十分に尽力している。エンデサにとって、気候変動との闘いは前例のない挑戦である。エンデサは、自らが承認した一連の戦略計画を通して、野心的な目標を設定してきた。

2023年11月23日に提示された2024年-2026年戦略計画は、この長期的なアプローチをさらに示すものであり、気候変動がもたらす課題に対処しつつ、財務力、環境の持続可能性および価値創造を達成するために努力しており、これらはすべて、戦略的な活動の柱を追求することによって達成される。

エンデサは、2027年のAlcudia発電所の事業運営の終了をもってスペインにおける石炭の完全撤退を維持し、2023年に半島最後の石炭発電所(As Pontes)を閉鎖する許認可を得た後、2040年に当社の完全脱炭素化を達成し、ガス事業を放棄して100%排出ガスのない発電を達成するという野心を確認する。



気候変動、気候戦略

気候変動

エンデサの2024年-2026年戦略計画に定義されている気候変動に関する重要業績評価指標(KPI)は以下のとおりである。

	行動線	2026年目標	2023年結果	ハイライト
エンデサ独自の活動の脱炭素化(1)	スコープ1　発電プロセスからの特定の温室効果ガス(GHG)排出(gCO2e/キロワット時)	145	193	2017年比57%で特定の排出を削減する。
	電力の取引からの特定の温室効果ガス(GHG)排出(発電プロセスおよび市場による電力購入)(gCO2e/キロワット時)	140	214	2040年に関して、発電に関連するスコープ1および配電に関連するスコープ3の排出を100%削減する目標が設定された。
	天然ガス(MtCO2e)市場からの特定の温室効果ガス(GHG)排気-スコープ3。	10	8	2040年に関して、ガス配分に関連するスコープ3の排出を100%削減するという目標が設定された。
	本土における二酸化炭素(CO2)フリー発電(%発電)	93	80	2040年までに電力構成の100%脱炭素化。
	再生可能設備総容量(メガワット設備)	13.7	9.9	再生可能電力開発における投資計画により、3,600メガワットの電力が追加される。そのうち2,000メガワットは太陽光発電施設、1,600メガワットは風力発電設備による。
	化石熱正味発電量(メガワット設備)	7.7	8.0	2027年石炭事業廃止。
	ゼロ排出源から固定価格顧客に販売されるエネルギー(%)	90	～75	クリーン電化の推進。

(1) 出典：社内

エンデサにおける気候変動の管理

エンデサはエネルギー部門のリーディング・プレイヤーとして、気候変動に対処するために低炭素経済への変革を主導することの重要性を認識している。そのため、ステークホルダーとの継続的な対話の結果として、また、事業が経済的、社会的および環境的に及ぼす影響を認識した上で、エンデサは、取締役会により承認された持続可能性、環境、生物多様性および人権に関する方針に基づき、持続可能な価値を生み出すことを目的とした戦略計画の実施に沿った持続可能な開発戦略を導入した。2023年11月23日、当社は、当社がクリーン電化において成長するための事業を導く2024年-2026年戦略計画を発表した。

エンデサは、炭素中立経済への移行は技術的に可能であり、経済的に存続可能であり、また、社会的に必要であると考えている。この目的のため、2024年-2026年戦略計画は、クリーン電化の2つの柱である、配電網と再生可能発電を主要な推進力として維持している。

より公正で、より健全で、より平等な社会および持続可能な開発目標(SDGs)、特に目標7(手頃でクリーンなエネルギー)および目標13(気候変動対策)の達成に貢献する取り組みを推進している。

エンデサは、気候変動に関する情報開示の透明性およびステークホルダーの目に見える形で気候変動に取り組むことを、勤勉かつ決意を持って推進している。このため、当社は、金融安定理事会の*気候関連財務情報開示タスクフォース*(TCFD)および欧州委員会の*気候関連情報の報告に関する*2019年6月のガイドラインの勧告に従って、非財務・持続可能性報告書2023を作成した。これは、*グローバル・リポーティング・イニシアチブ(GRI)*基準および非財務報告に関するガイドラインとともに、エンデサの気候変動に関する開示の主要な枠組みを提供するものである。

したがって、連結経営報告書に記載されている気候変動に関する情報は、コーポレートガバナンス、戦略、リスク、測定指標および目的(「サステナビリティ目標を重視したコーポレートガバナンス」、「気候戦略および長期シナリオ」、「気候変動と環境の持続可能性測定指標と目的」および「3　事業等のリスク　主要なリスクおよび不確実性」を参照のこと)を含む気候関連財務情報開示タスクフォースの勧告と完全に一致している。

エンデサの気候変動問題へのコミットメント

国際的および国内的な展望

気候変動との闘いにおける世界的なコミットメントにおいて最も重要なマイルストーンは、以下である。

マイルストーン	説明
パリ協定	・ 主な目的は、世界の気温の上昇を産業革命以前と比較して2℃に抑えることであり、その目標は1.5℃以下を維持することである。また、今世紀後半までに達成しなければならないカーボンニュートラルの条件を紹介した。
アブダビ(UAE)で開催された国連気候変動会議(COP28)	・ 2023年に開催されたこの会議は、パリ協定のもとで初めての世界的な実績調査が終了したことを示すものであり、従って非常に重要である。世界規模の実績調査の行使は5年ごとに実施され、気候危機およびより良い道を切り拓く世界の対応を評価している。COP28は、世界の気温上昇を1.5℃に抑えるための世界的な解決策を明らかにし、2025年を期限とするより意欲的な国が決定する貢献(国家気象計画)の改定準備について各国政府に情報を提供することに、影響力のある役割を果たした。意欲的および国際的な気候資金の拡大を求める声が広まった。さらに、国際交渉において初めて、気候変動対策を成功させるために化石燃料を段階的に廃止する必要性が指摘された。

2023年、EUは、最近のエネルギー問題にもかかわらず、野心的な気候目標に向けて良好な進展を続けている。しかし、今後の課題は依然として大きい。これらには、需要の電動化、配電網の相互接続、貯蔵システム、再生可能エネルギーの配備拡大および水素やバイオエタンなど他のエネルギー源の統合などの技術的な側面が含まれている。しかし、最近のエネルギー問題に見られるように、EUのエネルギー制度を変革する際には、エネルギー安全保障の確保、エネルギーの自立性の向上、クリーン技術の国内生産の強化およびエネルギーをより手頃な価格にすることも重要である。

これに関連して、「Fit for 55」パッケージの主要な法案が展開され、欧州委員会は、2023年10月に国が決定する貢献(NDC)の改訂版を国連枠組条約に提出することが可能となった。

スペインでは、以下の計画において、気候変動対策に関する目標の変更が策定されている。

計画	詳細
2021年-2030年国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)	・ 当該計画は、再生可能エネルギーの浸透に関して野心的な目標を設定し、2030年には総発電量の74%を再生可能エネルギーでまかなうことを目指している。これは、2050年までに電力セクターの100%を再生可能エネルギーとすることに向かう道筋と一致しており、蓄電容量の増加によって補完される。2021年-2030年のスペインの国家統合エネルギーおよび気象計画(PNIEC)の基軸のひとつであるエネルギー効率は、2030年までに39.5%の改善を目標としている。当該計画は、現在見直しおよび更新を進めている。
2021年-2030年の国家気候変動適応プログラム(NAP)	・ これは、スペインにおける気候変動の影響に対して協調的な行動を促進するための基本的な手段計画である。 ・ エンデサは、10年以上にわたり、気候変動に関する認識を高め、事業管理の最適化を目的として、すべての施設で知識を創出して気候変動に対する施設の脆弱性を最小限に抑えるとともに、得られた結果についての印象を共有および交換すること、ならびに継続的な学習および気候変動への耐性を促進することを進めるための様々なプロジェクトに取り組んでいる。

2021年-2030年のスペインの国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)のアップデート案には、EUレベルで採択された排出削減に沿った目標が含まれている。これらの目標は、2030年に向けた以下の目標案の形式をとる。

計画	2030年目標案
2021年-2030年 国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)(検討中)	・ 温室効果ガス(GHG)の排出を1990年比32%削減 ・ 最終消費エネルギーのうち48%を再生可能エネルギーとする。 ・ 最終消費エネルギーのエネルギー効率を44%改善する。 ・ 発電における再生可能エネルギーの割合を81%とする。 ・ エネルギー依存度を最大51%削減

承認されると、2023年-2030年のスペインの国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)は、温室効果ガス(GHG)の排出を削減し、エネルギー効率対策を実施し、および再生可能資源から電気を生産するという、2030年までのエンデサの活動の指針として役立つであろう。この計画は、国レベルで明確かつ十分に野心的なロードマップを打ち出している。

エンデサおよびエネルギー移行

エンデサは、パリ協定が採択されて以来、連続して策定された戦略計画を通じて、野心的な目標を設定し、気候変動という緊急事態およびより野心的であろうとする要請に沿った戦略を策定している。

2023年のエンデサの業績は、様々な外部要因の影響を受けた。再生可能エネルギーの実施および戦略計画の環境指標の達成においては引き続き進展が見られたが、そのような要因により、持続可能かつ炭素フリーの発電に関連する特定の目標および目的への進展が妨げられた。以下のような要因が含まれる。

- エネルギー危機を背景に、安定供給基準によるAs Pontes火力発電所を閉じるための許可の遅延。これは2023年10月まで操業を続けなければならないことを意味した。
- コージェネレーション設備の報酬パラメータのアップデートが遅れたため、2023年にこのテクノロジーの貢献が不足した。
- 2023年の最初の1ヶ月半におけるイベリアの免除措置の適用は、フランスの原子力発電貯水量の稼働率の低さおよび例外的な気象状況と相まって、2023年の水力発電量を、干ばつの時期に影響されなかった前年に比べて減少させた。この結果、複合循環発電所ポートフォリオの操業が増加した。
- エンデサが主な発電業者である本土外の領域(カナリア諸島、バレアレス諸島、セウタおよびメリーヤ)での競争入札手続きの開始が遅れていることは、発電プールの改良やよりクリーンな燃料の利用の可能性に対する障害となっている。これは、発電基盤の老朽化と相まって、これらの電力システムによる温暖化ガス(GHG)の排出に大きな影響を与えている。

エンデサは2040年までに「*Net-Zero*」になる目標を設定しており、これは事実上ゼロ排出を意味し、エミッションフリーの技術的解決策がない排出に限って相殺方式の使用を検討している。このように、エンデサは、Science Based Targetsイニシアチブ(SBTi)が当社の親会社であるEnelによってグループ水準で認証した目標に貢献している。これにより、当社は化石燃料発電およびガス販売事業からの撤退を加速し、化石燃料や排出生産技術と結びついていない100%再生可能電力会社となる。さらに、同様の認証には、全ての市場における電力に、第三者から購入した当社独自の発電と電力の両方を含めたゼロ排出目標が含まれている。

パリ協定が署名されて以降8年間で、エンデサは2015年から排出を66%削減、京都議定書が発効した2005年以降からは79%削減した。エンデサは、確立された脱炭素化の道筋にとどまるために、完全に脱炭素化された混合体への道筋を維持しつつ、化石燃料からのエネルギー自立の必要性にも後押しされ、追加的でより野心的なコミットメントを採択した。その証拠に、COP28では2030年までに再生可能エネルギー容量を2022年比で3倍に増やすことを求めた世界再生可能エネルギー同盟への支持に署名している。

インフレおよび高額な金融費用を背景に、エンデサは、再生可能電力量を2026年までに2023年末の40%増である13,900メガワットとするため、再生可能エネルギー源の発電可能量を増やすことに基づくエネルギー移行戦略を再確認するため、2024年-2026年の戦略計画を更新した。これにより、イベリア半島における発電の93%は2026年には排出がなくなり、今年の終わりの79.8%から上昇する。今期、エンデサのエネルギー・ミックスに新たに追加される再生可能エネルギー容量は3,800メガワットに達するだろう。さらに、2024年-2026年戦略計画では、配電網で2,800百万ユーロの投資が求められており、これは、再生可能エネルギーの組み入れ、電気自動車の充電および自己消費量施設を通じて需要の積極的な参入を可能にすることで、脱炭素化の鍵となる要素である。

気候戦略および長期シナリオ

気候戦略

エンデサは、競争力のある効率的な脱炭素化のベクトルとして、再生可能エネルギーの使用、スマートグリッド、効率的なエネルギー貯蔵および需要の電化の促進に基づき、モデルを推進する。

エンデサは、自然と調和した事業活動を行うという当社のコミットメントを確実に達成するため、4つの分野に取り組み、これらは共同で主要な影響に対処する。

活動分野	詳細
気候への対応	・ 再生可能発電の堅実な成長、顧客にとって価値のあるエネルギー商品およびサービスの幅広いポートフォリオならびに配電網のデジタル化に基づいて、排出量を削減し、気候変動と闘うための戦略、ロードマップおよび目標を定めている。
公正な移行	・ 社会と共有される価値を有し、パリ協定の目的に沿った公正かつ包括的な移行。
生物多様性および自然資本の保護	・ 2030年における新たなプロジェクトで生物多様性の正味損失ゼロの達成を目指して、生物多様性の保全および自然資本の保全を意思決定過程に統合する。
循環型経済	・ 資産の耐用期間を延ばし、原材料の使用および廃棄物の発生を減らすことにより、資源の持続可能な利用を統合する。

エンデサの基本的な戦略の柱の一つは、2040年までに発電の完全脱炭素化に向けたエネルギー転換であり、2027年までに石炭発電事業の完全な終了を達成する予定である。2020年に石炭発電所であるCompostilla(1,052メガワットの設備容量)、Teruel(1,098メガワットの設備容量)およびLitoral de Almería(1,120メガワットの設備容量)の閉鎖に続いて、2023年8月に1,469メガワットの設備容量であるAs Pontes発電所の閉鎖の承認を得た。As Pontes火力発電所の閉鎖の承認が2019年に要請され、2021年6月30日までに発電所を閉鎖することを目標としていたが、その付与は、特にエネルギーの危機を想定した安定供給の基準により、エンデサの経営と責任を超えた様々な理由により遅延している。その結果、同発電所は2023年の一部期間、操業を継続せざるを得なくなった。現在、Alcudia火力発電所の3、4ユニットのみが操業したままであるため、緊急時に年間500時間を上限として操業している。

主要な温室効果ガス排出発電所の閉鎖と並行して、再生可能発電の大幅な成長は、社会と共有される価値創造モデルの一環として行われている。スペインにおけるエンデサによる再生可能エネルギーの開発および管理は、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)を通じて行われている。

2023年、エンデサは再生可能設備容量を607メガワット増加させ、合計9,899メガワットに達した。そのうち4,746メガワットは水力発電、2,884メガワットの風力発電、そして2,269メガワットが太陽光発電である。

気候変動と環境の持続可能性測定指標と目的

192グラム/キロワット時 **CO_2排出量**	**83.9%** **本土の非排出技術からの発電収入** **全体に対する割合(%)**	**11.3%** **淡水が不足している地域における工業用水の抽出**	**3,535百万ユーロ** **低炭素製品、サービスおよび技術による営業総利益(EBITDA)**	**2,355百万ユーロ** **低炭素製品、サービスおよび技術への総投資**

気候変動に関連する重要業績評価指標(KPI)

重要行政評価指標(KPI)(1)	単位	詳細	2023	2022
CO_2排出量、スコープ1温室効果ガス(GHG)	トン(t)	カーボンフットプリントのスコープ1に含まれる温室効果ガス(GHG)の排出(これは、エンデサが管理する排出源からの温室効果ガス(GHG)の直接排出(火力発電所での発電による燃料消費からの排出、六フッ化硫黄(SF6)の使用、水力発電所貯水池で発生するメタン漏洩、事務所および会社の車両の空調を含む。)を含む。)	11,787,198	13,698,169
CO_2排出量、スコープ2温室効果ガス(GHG)-立地ベース	トン(t)	カーボンフットプリントのスコープ2の温室効果ガス(GHG)の排出(これは、エンデサが発電しない配電中の技術的損失を含む。)	294,096	393,958
間接的温室効果ガス(GHG)排出量-スコープ2-配電網からの再生可能エネルギーの取得	トン(t)	オフィスビルや港湾ターミナルでの発電に伴う温室効果ガス(GHG)の排出	4,443	6,136
間接的な温室効果ガス(GHG)排出量-スコープ2-配電網からの損失	トン(t)	エンデサが発電しない電気の流通における技術損失分に相当する温室効果ガス(GHG)の排出	289,653	387,822
CO_2排出、スコープ3温室効果ガス(GHG)	トン(t)	カーボンフットプリントのスコープ3に含まれる温室効果ガス(GHG)の排出(これは、エンデサの活動に起因するが、エンデサが管理するソースによるものではない排出を含む。)	18,772,555	21,725,118
ガス売上に帰するCO_2排出、スコープ3温室効果ガス	トン(t)	供給される天然ガスのエンドユーザーによる抽出、生産、輸送および使用に関連する温室効果ガス(GHG)の排出	9,659,434	14,190,593
CO_2排出量	グラム/キロワット時	CO_2「排出量取引制度」(ETS)の特定排出量	192	205
発電構成における非排出技術に表される割合	(%)	発電構成に占める非排出、原子力および再生可能技術の割合	64.8	59.6
二酸化炭素(CO_2)基準価格	(€/t)		84	80.8

(1) 出典:社内

注:エンデサは、GHGプロトコルのガイドラインに従って、場所に基づくアプローチを適用して排出量を計算し、検証する。

環境問題における重要業績評価指標(KPI)

主要成果指標(KPI)(1)	単位	説明	2023	2022
特定の二酸化硫黄(SO_2)排出	gSO_2/キロワット時	特定の二酸化硫黄(SO_2)排出	0.12	0.12
特定の窒素酸化物(NO_X)排出	gNOx/キロワット時	特定の窒素酸化物(NO_X)排出	0.71	0.67
特定の粒子排出	g/キロワット時	特定の粒子排出	0.01	0.01
燃料消費合計	(Mtep)	相当する石油量(数百万トン)で消費される燃料の合計	10.57	11.71
火力発電所の平均性能	(%)	火力発電所の平均的な性能	44.89	47.14
産業用の発電における特定の集水	リットル/メガワット時	発電プロセスにおける産業用の特定の集水	74.3	73.6
自然区域内の施設によってカバーされる面積	km^2	保護自然区域(発電プラントおよびインフラ)において施設によってカバーされる面積	116	374

(1) 出典:社内

測定指標と目的

カーボンフットプリント

2023年の報告書で、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)は、現行の国が決定する貢献(NDCs)の実施による2030年までの世界の排出水準は、温暖化を1.5℃まで、オーバーシュートがない、または限定的であるため、温暖化を2℃に抑えるという課題は大幅に増大すると結論づけた。この結論は、2023年の排出ギャップ報告書で改めて強調されている。それは、パリ協定の長期目標を達成する可能性を維持するためには、この10年間に、より野心的に、かつ、実施を強化すること、それによって、国が決定する貢献(NDCs)の次のラウンドである2035年に向けたより野心的な対象会社を促進し、現在世界排出の約80%をカバーしている国々による正味ゼロ排出宣誓の実施および実施の道を開くことにかかっていることを強調している。

エンデサは、エネルギー転換を推進する会社として大きな責務を担っており、電気部門の脱炭素化を加速させることで、他者の模範となりたいと考えている。当社は常に変化し、社会のニーズに適応し、新たな気候問題に取り組むため、事業を変化させているが、間違いなくコントロールできない要素もある。エンデサは、ロシア・ウクライナ戦争、地政学的緊張、許認可の遅れ、干ばつおよびエネルギー危機など、発電構成に大きな影響を及ぼしてきた一連の規制、技術および気象状況により、過去2年間に予想された道筋から外れることがあったにもかかわらず、以下のグラフに反映されているように、2015年のパリ協定の採択以来わずか7年間で66%、京都議定書が発効した2005年以来で79%の排出量の累積削減を行い、2023年を終えた。



エンデサは2009年から自主的にカーボンフットプリントを計算し、検証している。このプロセスには、以下が含まれる。

- **計算方法と独自のITツールの開発**
- **管理制度の実施と排出インベントリの決定**
- **全社的な温室効果ガス(GHG)排出の除去**

エンデサは、2013年からカーボンフットプリントを登録しており、スペイン気候変動局が定めた基準に従い、排出量削減の軌道に乗っていることを示している。

直接的および間接的な温室効果ガス(GHG)排出量

エンデサは、2040年までに発電および小売業者供給事業を完全に脱炭素化する企業になることを目標に掲げ、その道筋に沿って、たゆまぬ努力を続けている。その証拠に、近年のエンデサの温室効果ガス(GHG)排出量は減少傾向にある(2017年比67%削減)。

年および範囲別の排出量の内訳は以下のとおり。



出典：エンデサは、電力消費に対する市場ベース(1)手法と、配電時に発生する技術的損失に対する立地ベース(2)手法を適用して、GHGプロトコルに定められた指針に従って排出量を計算し、検証している。

注　：2022年および2023年のカーボンフットプリントのスコープ3の排出には、設置された新設備の製造および提供されるサービスに関連する排出が含まれる。

(1) 市場ベース：電気供給事業者の排出係数を用いた算定方法

(2) 立地ベース：設備を接続する配電網の排出係数を用いた算定方法

2023年では、スコープ2の二酸化炭素(CO_2(t))排出量も市場ベースの手法を用いて計算したところ、665,205tCO_2eqとなり、立地ベースの手法では294,096tCO_2eqとなった。

パンデミック後の活動再開の結果として2021年に始まったエネルギー危機は、2022年に発生したロシア・ウクライナ紛争の影響でより悪化し、2023年には2年連続でイベリア半島を苦しめた干ばつと一連の規制要因によりさらに悪化し、これらが相まって発電構成に大きな影響を与えたという背景を強調することが重要である。要するに、この非常に複雑な状況によって、発電施設は予想以上に多くの化石燃料を使用したことを意味している。

2023年および2022年におけるカーボンフットプリントの詳細は以下のとおりである。

スコープ	活動	CO_2eq(トン)	
		2023	2022
1	発電所で発電するための燃料消費(石炭、燃料/ディーゼル、天然ガスおよびバイオガス)から発生する二酸化炭素(CO_2)、メタン(CH_4)および亜酸化窒素(N_2O)の排出	11,606,327	13,329,484
1	エンデサが所有する、水力発電所貯水池におけるメタン(CH_4)の漏洩排出	78,947	154,921
1	エンデサが所有する車両で消費された二酸化炭素(CO_2)、メタン(CH_4)および亜酸化窒素(N_2O)の排出	4,208	3,977
1	エンデサが液化天然ガス(LNG)をチャーターした船舶の燃料消費に伴う二酸化炭素(CO_2)、メタン(CH_4)および亜酸化窒素(N_2O)の排出	59,532	126,505
2	エンデサ(立地ベース)によって発電されない電力の流通により生じる技術的損失を相殺するために必要な電力の発電に関連する排出	289,653	387,822
2	エンデサ(市場ベース)によって発電されない電力の流通における技術的損失を相殺するために必要な電力の発電に関連する排出	664,361	719,411
2	非発電センター(立地ベース)での電力消費により発生する排出	4,443	6,136
2	非発電センター(市場ベース)での電力消費により発生する排出	844	9,510
3	エンデサの火力発電所で消費される燃料の採掘、生産および輸送に伴う排出	2,384,069	3,762,466
3	最終顧客による市場天然ガスの抽出、生産、輸送および使用に関連する排出	9,659,434	14,190,593
3	エンデサが所有する工場では発電されていない電力の販売部分に関連する排出	4,988,751	2,146,673

排出原単位

排出原単位は、発電のための化石燃料の消費によるスコープ1の排出量を、正味の発電量で割ったものである。

種類別の排出原単位の推移は下表のとおり。

	排出種類	
	絶対値(トンCO_2)	特定値(1)($kgCO_2$/キロワット時)
2021	10,512,071	0.182
2022	13,271,636	0.205
2023	11,554,438	0.192

(1) 排出原単位は、発電のための化石燃料の消費によるスコープ1の排出量を正味の発電量で割ったものである。

温室効果ガス(GHG)排出削減目標

温室効果ガス(GHG)の短期、中期および長期削減目標は以下のとおり。

期間	年	対象
短期	2026	・ 145g CO2eq./キロワット時　スコープ1発電排出(2017年比～67%減)。 ・ 140g CO2eq./キロワット時　スコープ1 ＆ 3小売業者供給排出(2017年比～66%減)。 ・ 10 MtCO2eq　スコープ3小売業者ガス供給排出(2017年比～31%減)。
中期	2030	・ 95g CO2eq./キロワット時　スコープ1発電排出(2017年比～67%減)。 ・ 90g CO2eq./キロワット時　スコープ1 ＆ 3小売業者供給排出(2017年比～66%減)。 ・ 6.6 Mt CO2eq　スコープ3小売業者ガス供給排出(2017年比～31%減)。
長期	2040	・ 100%再生可能エネルギー生産および小売業者ガス事業からの撤退

エンデサは、2024年-2026年の戦略計画を更新し、2040年までに完全な脱炭素化を達成するというコミットメントを改めて表明した。これは、2026年末までに再生可能エネルギー容量を13,900メガワットまで拡大し、風力電力の比重を高め、1,600メガワットを吸収し、アンドラ、ペゴ、ガリシアの800メガワットの風力発電をスタープロジェクトとすることで、イベリア半島における電力生産を今年末の79.8%から、93%に無排出することが可能となる。本計画の対象となる当期におけるエンデサのエネルギー構成に追加される新しい再生可能エネルギー容量は、3,600メガワットとなり、それに伴う投資は4,300百万ユーロとなる。

このような再生可能エネルギーの成長は、多種多様なプロジェクトによって強調されており、17ギガワットの成熟プロジェクトがあり、そのうち1.4ギガワットが既に実施されている。54%が太陽光発電、24%が風力発電、そして残りの19%が蓄電プロジェクトである。2024年-2026年計画には、このタイプのストレージの200メガワットが含まれている。これは、2022年にポルトガルのペゴとアラゴンのアンドラで授与された2件の大規模な公正移行プロジェクトに関連するもので、以前の計画に盛り込まれた新しいテクノロジーである。

エンデサの戦略は、2024年-2026年の戦略計画を通じて開始され、最近の気候変動の危機に対応しており、また、主要な直接的および間接的な排出を対象とする1.5℃目標に沿った脱炭素化の道筋を定義している。このように、エンデサは、Science Based Targetイニシアチブ(SBTi)によって当社の親会社であるEnelのグループ水準で認証された目標に貢献している。当社は、排出や化石燃料を生産するテクノロジーとの結びつきがない、完全な再生可能エネルギー電力会社になるために化石燃料発電およびガス販売からの脱却を加速している。

また、排気削減目標の設定に関するSBTi手法に従い、スコープ2が排出量5%未満(スコープ1+2)であると仮定した場合、スコープ2の排出量は重要でないと考えられるため、削減目標は設定されていないことに留意する必要がある。その他の排出量については、Enelグループレベルで認定されたSBTi目標の一環として、エンデサは2040年までに「ネットゼロ」を目指している。ゼロ排出を達成するという目標を維持したまま、無排出の技術的解決策がない排出に対しては、最終的に中立手段の使用が検討されることになる。

気候変動イニシアティブ

CDP

2023年において、136兆米ドルの資産を持つ740以上の機関投資家と6兆4,000億米ドルの購買量を持つ330以上の大口顧客は、企業に対し、気候変動、水の安全および森林に関するカーボン・ディスクロージャー・プロジェクト(CDP)プラットフォームを通じて、環境への影響、リスクおよび機会に関する業績を開示するよう求めた。同年、23,000社以上の企業ならびに1,100の都市、州および地域が提案したアンケートに回答し、環境への影響を明らかにした。

2006年以降、エンデサは、世界の大企業が特定したリスクと機会の管理について世界的な情報を提供している、最も権威のある気候変動指標であるCDP気候変動イニシアティブに参加している。

2023年、エンデサは7年連続で「リーダーシップ」の格付けを更新した。

気候プロジェクト

エンデサは、スペイン気候変動局が主導する気候プロジェクトに引き続き参加し、2023年のプロジェクトの徹底的な検証プロセスを経て、4年連続で、環境移行・人口課題省から第三者認証排出削減量認定証を取得した。

これらの気候プロジェクトは、「非排出量取引制度区域」における温室効果ガス(GHG)の排出を削減し、低炭素モデルに向けた生産システムの転換の道筋を示すことを主な目的として、環境移行・人口課題省が、持続可能な経済のための炭素基金(FES-CO_2)を通じて推進している。

2023年、エンデサは、モビリティ分野に重点を置いた活動により、検証された排出削減が認められた。

範囲	活動	説明
モビリティ	従業員の電気移動計画	・ これらの制度は、従業員に電気自動車の選択肢を提供し、3年間の延長可能な期間、より低コストで提供した
	作業車両のための電気移動計画	・ これは、再生可能な新発電所建設のための移動に使用される燃料車を100%電気自動車に置き換えることで、二酸化炭素(CO_2)の排出を削減することを目的とした

気候プロジェクトへの参画により、エンデサは2023年には100トンを上回る二酸化炭素(CO2)の削減が認められ、気候プロジェクトが承認されてから2,500トンを上回る二酸化炭素(CO2)の排出が回避された。

環境保護

エンデサの環境に関する方針

持続可能な開発は、エンデサの戦略の主要なベクトルの1つであり、自然資本に関する環境保護および配慮は、エンデサの最も重要なコミットメントの1つである。この姿勢は、エンデサの行動を形成し、その企業価値に明示的に含まれ、戦略計画に反映されているポジティブな違いである点で、エンデサを他社から際立たせている。

エンデサは、そのコミットメントを通じて、自らが事業を行っている自然環境に対する自らの活動による影響を最小化することを目指している。これには、大気質、廃棄物の模範的な管理、生物多様性への配慮、排出および流出の最小化ならびに汚染された土地の管理に関するイニシアチブが含まれる。

さらに、エンデサの環境管理に対するアプローチは、エネルギー、水資源および原材料の持続可能な利用の確保に努めるとともに、自然資本を発展させるため、その事業を終了した環境の回復に加え、事業を行っている環境における生態系の生物多様性の保護および促進に取り組んでいる。

当社の様々な環境および持続可能性に関する方針で得られるコミットメントは、エンデサの様々な活動の下、環境管理システムの中で果たされている。これらのシステムは、国連の持続可能な開発目標(SDGs)を統合し、ライフサイクル全体の環境パフォーマンスを測定および評価するメカニズムを明確に示すことによって、当社が実施する様々な活動と環境要因を適合させることを可能にし、それによって「循環経済」および自然資本の概念をその事業の管理において統合する。

当社の活動に内在する環境リスクの評価および外部の主体から得られた環境認証は、エンデサの環境管理における卓越性を保証し、それが当社の企業戦略に完全に統合され、適合していることを示すのに役立つ。
https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/gobiernocorporativo/politicascorporativas/documentos/POLITICA-MEDIOAMBIENTAL-Endesa_21_06_21.pdf

環境投資および費用

環境保護活動におけるエンデサの投資および支出に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.4に含まれている。

先進的な環境管理

環境管理システム

環境方針に基づき取得されるコミットメントは、エンデサの様々な事業の環境管理システムにおいて特定される。これらのシステムにより、ライフサイクルを考慮した一連の指数により環境成績を測定および評価するメカニズムと整合してエンデサの持続可能性モデルの環境的側面(持続可能な開発目標(SDGs)を含む。)を調整し、循環経済および自然資本の概念を運営に統合できる。

このような環境管理システムの指数は、設備の環境のすべての側面への影響を含み、事業運営に関連する環境問題に関するすべての既存の法的義務を遵守できているかの確認を可能にし、さらにエンデサが定めた戦略上の主題および目的に対する達成度合いを評価するためエンデサが定めた方針との連携を可能にする。

エンデサの環境方針は、汚染防止に関する行動の基本原則を定めている。この原則は、当社の様々な活動に適した管理システムを通じて実施される。この方針は、汚染の防止ならびに用地に適用される環境法令および採用された管理基準の遵守の確保を目的として継続的改善に基づき、当社の活動の環境管理の卓越性を獲得するために、すべての環境ベクトル(大気、水、生物多様性および土壌)をカバーしている。そのため、エンデサは、2023年-2025年持続可能性計画において、国際規格ISO 14001の認証を受けた発電および配電施設を100%維持することを目標に掲げた。この目標は2023年に達成され、当該コミットメントを強化するために、エンデサのその他の活動は、2024年から2026年の期間の新しいエンデサの持続可能性計画に含まれている。

エンデサの環境管理システムは、国際的な基準および認知された名声を有する認可を受けた独立機関によって監査される手続によって裏付けられている。このシステムは、エンデサの施設および運営によって生じ得る環境影響の定期的かつ系統的な特定、評価および管理を保証する。2023年12月31日時点で、エンデサは、以下の環境認証を有していた。

活　　動	基　　準	2023年における認証(%)
発電(火力、水力および再生可能)	14001	100%
	9001	100%
	50001	火力発電所3基
	EMAS	火力発電所15基
発電(原子力)	14001、9001	100%
配　　電	14001、9001、50001	100%
港湾ターミナル	14001、9001、EMAS、ゼロ・ウェイスト	100%
本社および事務所ビル	14001、50001、UNE-EN 171、330-3	5つの主要な事務所
Endesa Energía, S.A.U	14001、9001	その活動の100%
Endesa X Servicios, S.L.U.	14001、9001	その活動の100%
Endesa X Way, S.L.	14001、9001	その活動の100%

マドリッド市、リベラ・デル・ロイラにあるエンデサの本社は、すでに統合されている環境、エネルギーおよび室内空気品質管理システム(SIGAEC)の一部に加え、2017年1月に認証を取得し、2022年に更新した「持続可能な事業運営およびビルメンテナンス」の分野で、LEED Goldの認証(エネルギーおよび環境デザインにおけるリーダーシップ)を取得した。本基準は、建築物の持続可能性を評価するために、持続可能な立地、水利用、電気および大気の効率性、資材および天然資源の保全ならびに室内空気の質の5つの主要分野において、その影響を評価するものである。また、2022年以降、本社ビルは、地球を大切にし、人々の生活を向上させ、進歩を求め、および意義ある目的を持つ組織を表彰する「Madrid Excelente」を受賞している。また、同ビルは2016年以降、エネルギー節約および将来の持続可能性を考慮した設計を表彰する「Edificio Sostenible」を受賞している。両賞はマドリッド市から授与されるもので、2016年の受賞に加えての受賞となる。

バルセロナの本社であるビラノバの建物は、2019年から同カテゴリーの「持続可能な建物運営および維持管理」でLEED Silver(エネルギーおよび環境デザインにおけるリーダーシップ)の認証を受けている。本認証は現在更新中である。

Sevilla(Borbolla)本社の改修に続き、2024年には建築物の認証を開始する予定である。当社の残りの事業所では、環境、エネルギーおよび室内空気品質管理システム(SIGAEC)と同様の手続きの下、監視および運用を行っている。

環境リスクおよび責任のマネジメント

エンデサは、運営の通常の過程およびプロジェクトの開発の両方に影響を及ぼす環境規制に服しており、これによって、リスクおよび費用が増加する。さらに、エンデサは、その事業に内在する環境リスク(すべての活動によって発生する廃棄物、流出および排出の管理に関連するものを含む。)に晒されており、これについて、環境被害に責任を負っていると宣言され得る。

スペインの環境責任法に由来する義務を遵守するため、エンデサは現在の環境移行・人口課題省(MITECO)がセクターレベルで開発し承認した方法論に基づくMIRATプロジェクトを展開している。その目的は、同法で要求される50メガワット超の火力発電容量を有する複合火力発電所の義務的な財政保証の確立のために環境リスク分析を指揮することである。すべての従来型の火力発電所および複合サイクル発電所の環境リスク分析の結果を考慮し、該当する正式な報告書が行政機関に提出された。

エンデサは、第三者に対する人身傷害および/または財産の損害を対象とし、世界的民事責任保険方針に含まれる環境保険範囲を有している。環境セクションは、環境責任に関する2004年4月21日付2004年EU指令第35号および相当する国の法令(環境責任に関する2007年10月23日付2007年法律第26号)、ならびにエンデサが進出しているその他の国々の法令および生物多様性への損害を含む環境への損害に関連するその他の判決におけるその実行に基づくエンデサの責任を対象とする。当該方針の一般的な限度は150百万ユーロであり、控除免責金額は250,000ユーロである。

エンデサは、「環境リスク評価」(ERA)と呼ばれる環境上の側面、影響およびリスクを分析するツール(毎年、エンデサの異なる事業および設備に関連する環境リスクをまとめ、評価する。)を有している。特定される環境上の側面の評価結果および重要性に加え、当該方法は、事業の異なる活動およびインフラに関連する、組織、戦略、経済およびレピュテーションの側面を含む。また、環境リスク評価(ERA)ツールは、法律の遵守ならびに法律上要求されるものおよび自発的なものの両方の実施されている運営管理の有効性を評価し、各施設に内在する「残留リスク」を評価する。得られた結果に応じて、活動に関連する環境リスクを軽減するための具体的な行動計画が要求される可能性がある。環境リスク評価(ERA)で行われる評価の結果により、異なる施設および技術に関連する環境上のリスクが比較されることが可能になる。

さらに、環境保護の責任の一環として、エンデサは環境負荷をなくす義務を負っていると感じており、これによって各設備がそれぞれの環境負荷を確認し、各設備の排出、処分または再利用を反映している環境管理プログラムの枠組みの中でこれに対処していることを指摘することは適切である。

環境負荷

エンデサは、欧州連合が導入した組織や製品の環境負荷を計算するためのガイドラインを含む、最も関連性のある国際的な文献を基礎とする方法論を用いて環境負荷を計算している。

空気質

2023年中には、ウクライナでの戦争に伴うエネルギー危機により減速していた近年の汚染排出の削減傾向が再開された。天然ガス複合循環は、前年度ほどの生産は不要であり、エンデサは石炭火力発電所の閉鎖ならびに各施設でのさまざまな効率化および環境保全対策の実施および立ち上げを継続している。

エンデサは、気候活動の一環として、2040年までにサーマル・フリートを解体して排出を削減し、完全再生可能発電構成の企業となるという意欲的な目標を掲げている。

当社では、本年度も引き続き、大気質の改善に向けた以下の取り組みを行っている。

- As Pontes石炭火力発電所での事業の停止
- 本土外の領域(「TNP」)の電力システムにおける電力発電のための、HVOバイオ液のようなバイオマス燃料の消費量に関する試験。

前述の対策を全て実施した結果、2023年は、大気汚染に関連する全ての環境指標の結果が反映された、絶対的および具体的な排出量を削減することが可能となった。

エンデサは、全ての排出をリアルタイムで管理および監督する包括的なシステムを有しており、各施設の排出規制値および施設周辺の大気の質の遵守を常に保証している。そのため、煙突内の計測機器の厳格な管理および保守管理を行い、外部の認定試験所による年次検査を受けている。

当社は、該当する規則が必要とするパラメータに準拠し、排出量を最小限に抑える技術を実装し、発生した影響に対して修正措置を設計および適用している。エンデサは、外部事業体による団体による施設へのアクセスに関するプロトコル協定を有しており、外部および社内の人員の安全を確保する作業手順を採用しており、2023年中も環境管理機器の検査および品質保証プロセスを継続することができ、また現行法に基づく環境要件に適合するためのサンプルを採取することが可能となっている。

同様に、2023年も分析装置を一新し、古いものを新しいものに置き換えることで、排出管理システムの最適化を継続した。

水 資 源

総合的な水管理は、エンデサにとって戦略的な問題である。エンデサは、水質を保全し、この資源との相互作用を継続的に改善するために、常に有効な規制を遵守し、すべての施設で実施される環境管理システムの原則に従って、効率的かつ確実に取水を行っている。エンデサの施設におけるすべての水使用、特に発電施設における水使用は、既存の使用者と両立性を常に考慮して、持続可能な方法で行われる。発電所は、地役権の遵守を確保し、環境フローを維持し、資源の最も合理的な利用を促進するために、常に集水域組織と連携して運営されている。水は、適用される規制を遵守し、各施設の排水条件を定める実行される環境管理システムに基づき、常に排水されている。

発電のために建設された施設は、灌漑、供給または生態系の保全などの他の目的のために、より多くの水を利用できるようにしている。この利用可能性は、流域機構との協力を通じて最適化されている。

水力発電インフラは、サービスの提供、流れの規制に関するサービス、人間のための環境の維持および文化的サービスを含む、これらに関連しており社会にとって利益となる様々な生態系サービスを有しており、これらはすべて、長期的に持続可能な形で維持されている。2023年、水力発電所の水資源管理に関連して、以下の一連の活動が実施された。

	水資源管理
水力発電所	・ 影響を受けた水生生物の回復および侵入種の除去を支援する、取水活動の一環としての堆積物の管理のための水深測量活動または環境監視計画などの、貯水池からの取水の影響を最小化するために確立された活動および沈泥対策。
	・ リバロハ発電所およびフリックス発電所で流出のリスクを排除するため、カプラン・タービンをオイルフリー・システムに切り替えるプロセスの継続。資源の利用効率を高めるためのいくつかの発電機のタービンの改良。
	・ 魚梯の改良および建設による、障壁効果を排除するためのダムおよび堰に関する活動。動物のダムへの落下、または野生生物に危険を及ぼす水路への脱出の促進を防止するための措置の実行。

エンデサは、主に廃水処理施設により、廃水をコントロールし削減し、水の質を向上させる手続を有しており、エンデサの施設での水ストレスの事例を特定するために定期的に分析を行っている。

2023年、エンデサの発電所で使用されるためにエンデサにより入手された99%の水は、環境に還元されている(2022年において99%)。2023年に水ストレス地域に位置する施設の産業用淡水の集水は、0.51百万m^3だった(2022年は0.61百万m^3)。

	単位	水資源管理(1)		
		2023年	2022年	Chg (%)
産業用集水合計	百万m^3	4.5	4.8	(6.2)
水ストレス地域における産業用淡水の集水(2)	%	11.3	13.1	(13.7)
発電プロセスにおける一定の産業用集水	l/メガワット時	74	74	-
水消費合計(プロセス、冷却および民間用の水を含む。)	百万m^3	21.6	25.8	(16.3)
水ストレスが影響を及ぼす地域における淡水消費合計(プロセス、冷却および民間用の水を含む。)(2)	%	9.6	7.7	-

(1) 出典：社内

(2) 2023年度の水ストレス解析では、新規に、範囲を拡大し、また、中/高水ストレス帯(中/高水ストレス帯は、表流水および地下水の合計集水および利用可能な再生可能供給との比率が、水道管WRIの手法によると20%を上回るもの)の施設も含めている。

廃 棄 物

エンデサはすべての活動の一環として生み出される廃棄物管理に関する具体的な運用手順を含む環境管理システムを有しており、改善の発見と促進、およびこの点に関して発生する法的展開への対応のため、継続的に見直される。廃棄物は、廃棄物ヒエラルキー(防止、再利用の準備、リサイクル、その他の再生(エネルギーを含む。)および処分)に基づき管理され、常に防止から始まり、防止が不可能な場合、エンデサが排出する廃棄物(特に不活性廃棄物)については再生およびリサイクル処理、また、使用済みの石油または洗浄液等の有害廃棄物については再利用の準備が優先される。

廃棄物管理は、いくつかの認可された廃棄物管理者に委託されており、これについては文書、期限および運営に関する義務的な要件がある。有害廃棄物および非有害廃棄物の両方について最低限の再生率が求められており、最終的なリサイクルおよび再生処理を確実に行う管理者が優先される。エンデサは、廃棄物の最終処理までの正しい管理を確実に行うために、すべての管理者が、除去されたすべての廃棄物の「使用済み時」までの全プロセス、および特に発生した中間処理の認証を受けていることを求めている。特に、ある種の廃棄物については、100%のリサイクル/再生最終処理の証拠が求められる。

2023年の運営段階においてエンデサが生産した廃棄物合計のうち、大部分が外部の工場により再生された。これは、スペインおよびポルトガルの非有害廃棄物の65%およびスペインおよびポルトガルの同地域の有害廃棄物の68%に相当する(2022年は、それぞれ96%および74%)。

生物多様性の保護

エンデサにおける生物多様性の取り組み

エンデサは、事業戦略の実行において、生物多様性、自然資本および社会に提供するサービス(生態系サービス)の保護を優先事項とみなしている。当社は、その喪失に伴うリスクを十分に認識している。実際、生物多様性の保護は、1998年に承認され公表されたエンデサの最初の環境方針に既に含まれていた。

エンデサは、このコミットメントを果たすためにその創業以来、施設周辺の自然環境を保全し改善するために自発的なプロジェクトを数多く実施してきた。これらのプロジェクトは、エンデサの生物多様性保護計画に含まれている。

当社は、この分野でのコミットメントを強化するため、2023年には2つのマイルストーンを達成した。

1.　取締役会は、エンデサの生物多様性方針の改訂版を承認しており、その初版は2020年からである。本方針は、2022年12月の生物多様性条約第15回締約国会議(COP15)で承認された昆明モントリオール生物多様性枠組に沿ったものである。本方針を通じて、当社は、生物多様性の保護の統治への統合を強化し、事業のライフサイクル全体を通じて、生物多様性および生態系サービスへの潜在的な影響を緩和することへのコミットメントを更新した。

2.　2020年に設置された生物多様性委員会が更新された。この社内組織は、本方針の目的を当社の戦略および意思決定に移行することについて責任を負う。本委員会は2カ月ごとに開催され、当社の全ての様々な事業分野の代表者が出席する。会議において、メンバーは、生物的多様性保護計画の現在進行中のプロジェクトの状況のレビューを行い、最近完了したプロジェクトの結果を提示し、新たなプロジェクト案の提案および評価を行う。また、生物多様性、自然資本および生態系サービスに関する規制、合意および基準のうち、当社に影響を与えるものに関して、現在の状況が提示および議論される。

短期、中期、長期における当社の影響、依存関係、リスクおよび機会をさらに分析するために、戦略的な段階で、2019年にエンデサは自然資本およびエネルギー・ワーキンググループでの研究を開始した。このフォーラムは、自然資本ファクトリー(1)のセクターグループ(資本連合のスペイン拠点)の枠組みの中で運営されている。その結果として、2022年に「自然資本およびスペインエネルギー部門」(https://www.youtube.com/watch?v=6r8o4PFjb0o)を発行した。この手引書は、自然資本およびエネルギーの結びつきを記述した部門別の論文であり、部門における企業の活動およびサブ活動の影響と依存関係を評価するための方法論を提供する。これには、スペインのエネルギー産業の自然資本の影響(マイナスおよびプラス)および依存度に関する、部門別、技術別の質的マトリクスが含まれる。この情報は、https://capital-natural.es/にある。

この研究の継続として、2023年-2024年の期間では、影響および依存関係のマトリックスの見直しおよび更新、気候関連財務情報開示タスクフォース(TNFD)(2023年9月18日発行)の勧告の実施およびこの分野における分析および評価手法と主要な企業報告要件を要約した相互運用性の枠組みの開発に取り組んでいる。

エンデサは、自然資本の分野での事業を続け、2023年に「*NATIVE*」プロジェクトを完成させた。このイニシアチブは、エンデサのインフラの建設段階および運用段階(水力発電の場合は運用段階のみ)における再生可能エネルギー技術および配電事業の自然資本への影響と依存度を分析および評価し、定量化するための方法論を開発することから成る。さらに、エンデサの生物多様性方針に示されているように、生物多様性の純損失を回避するという最終目的を念頭におき、緩和階層性の原則に基づいて、技術によってこれらの影響/依存性を改善し、相殺するための措置が模索されている。得られた結果は、当社が気候関連財務情報開示タスクフォースによって提案された勧告に合致するための基礎となるものである。さらに、当社は、「VIBE」プロジェクトを通じて、気候変動と同様に生物多様性のリスクおよび機会を管理するために、ガバナンスに生物多様性を含め、目標を定め、自然への影響や依存を監視することを可能にする360度の生物多様性戦略を定義しようとしている。

エンデサは、経済の脱炭素化および生態系の移行において再生可能エネルギーの発展が果たす重要な役割を認識している。このような発展は、土地利用や自然保護に大きな変化をもたらし、最終的には生態系サービスや生物多様性を損なう可能性があり、ひいては気候変動の悪影響に対処する私たちの能力を損なう可能性がある。そのため、エンデサは、再生可能エネルギーおよび配電インフラの現在および将来の影響をより適切に特定、管理および相殺するための企業戦略の作成に取り組んでいる。最終的な目標は、エンデサの事業が自然に重大な被害を与えず、さらにはプラスの影響を生み出すようにすることである。この観点で、エンデサは、生物多様性(2)に対するコミットメントを強化し、すべての事業を以下の原則の遵守に向ける。

- 2030年以降、新規プロジェクトにおける生物多様性の純損失をなくす。緩和階層性原則を適用した2025年から、生物多様性の重要性の高い特定のプロジェクトの実施を開始する。
- 正味の森林破壊はしない。森林を保護し、森林伐採を避けることができない場合には、同等の区域を植林することをコミットメントしている。これに関連して、2016年から、50,000本以上の植林を行い、焼失・劣化した土地に約10,400トンの二酸化炭素（CO2）を吸収する約101ha森林を再生することに加え、3,400ha以上が再植林され、150万本以上が植樹することを通じて、「エンデサの森」イニシアチブを自主的に整備してきた

エンデサは、UNESCOが世界自然遺産に指定した地域での新規プロジェクトを実施しない。これは、スペイン本土の保護された自然地域で火力発電施設を稼働させず、また、本土外の領域(TNP)の保護された自然地域で新しい火力発電施設を設計または開発しないというエンデサのコミットメントに加えて行われる。

(1) https://naturalcapitalfactory.es/grupos-sectoriales/

(2) https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/medioambiente/conservacion-biodiversidad#:~:text=El%20Plan%20para%20la%20Conservaci%C3%B3n,iniciadas%20en%20este%20a%C3%B1o%202021

生物多様性保護計画

エンデサの生物多様性保護計画は、生物多様性の分野においてエンデサが行うすべての生物多様性プロジェクトおよび措置を実施する文書である。エンデサの生物多様性保護計画に記載されるすべての措置は、自発的なものであり、常に強制的な環境要件を超えることを目的とする。

当該計画の主な活動指標は以下のとおりである。

	行動指標
エンデサの生物多様性保護計画	・ 生物多様性を促進する能力を高めるために土地およびエンデサの設備の物理的環境を復元する。
	・ 特定の種の生息地の改善に貢献するよう、エンデサの施設周辺の自然環境において要因を管理する。
	・ 自然資本、それが存在する生態系、ならびにその価値および保護の状態を認識する。
	・ エンデサの発電所内および周辺の在来種を保護し、侵入種をコントロールする。

エンデサの2023年に終了した生物多様性保護計画は、合計で39の運営上の活動が行われた。

環境保全計画に盛り込まれたプロジェクトおよび活動の中で、以下の点を重視している。

種類	説明
調査および研究	・ 当該用地の生物多様性に焦点を置くプロジェクト計画、建設および稼働プロセスにおける、太陽光発電施設での環境影響調査 ・ 環境および自然にとって重要な湿地としてのエンデサの貯水池の機能に関する研究 ・ 送電線下の路上の生物多様性に関する研究プロジェクト。送電線下の路上およびその周辺で生み出される生態系資産に関する研究プロジェクト。これらは、非常に価値の高い生態系コリドーである。生息地、種、発電所の水ストレス、病気、土地利用、侵食等の評価。 ・ Sierra de Aracena y Picos de Aroche自然公園(Huelva)の中圧電力線の登山防御構造の適用による生物多様性の向上。コウモリと夜行性猛禽類のシェルターとしての登攀防止構造の適応。シェルターとして適応したこれらの構造物で生成された生息地の研究とモニタリング。

鳥類保護活動	・「Life Eurokite」プロジェクトへの参加を通じたアカトビ保護措置。欧州連合において対象種による生息地の利用を特定し、猛禽種の大量死の重要な理由を測るための遠隔測定技術の利用。 ・ワシミミズク保護プロジェクト。当該種、エンデサのインフラとの相互作用および大量死の原因の特定ならびに監視。 ・アラゴンおよびアンダルシアにおけるヒメチョウゲンボウ群の回復に関するプロジェクト。当該種の回復および開放型鳥小屋におけるコロニー法による個体の再導入。 ・スペインとポルトガルの国境上にあるタホ国際自然公園におけるクロコンドルのタグ付および監視を行う「ライフ」プロジェクト ・ヨーロッパのブッポウソウ保護プロジェクト。アモイス・デ・レンプルダ(PNAE)およびムングリ、レジリェズ・メデス・イ・エル・バシ・テル(PNMMBT)の自然公園における集団繁殖の監視および分析。 ・PASプロジェクト。ピレネー山脈のクロハゲワシおよび大型の猛禽類の増加に対応するための補助的な採餌地点の設置および保護とともに、ピレネー山脈の大型の猛禽類および清掃鳥類の保護に関するプロジェクト。 ・Malaga州Campillos地域の小さなヒメノガンの行動および適応に関する研究。 ・ピレネー山脈におけるカペルカイヤの保護および保全に関するプロジェクト。地域、生息地およびインフラでの活動とともに、当該地域における当該種の保護および保全。 ・La Serena(Badajoz)地域における草原鳥類(ヒメノガンおよびノガン)の保護。 ・Cádiz州およびHuelva州のミサゴ群の回復に関するプロジェクト。Huelva州における営巣活動の強化を伴う再導入個体群の保全のためのプロジェクト、死亡要因の評価および個体数追跡のための発信器の設置。 ・ヒメハイイロチュウヒの特定および監視。エンデサの太陽光設置におけるヒメハイイロチュウヒの個体群保全のためのプロジェクト。 ・El EspinarにおけるMoulardsの管理。Castilla y LeónのEl Espinarにおける、食鳥類および大型鳥類の保護および保全のための管理プロジェクト。
社会環境的要素を含むプロジェクト	・「エンデサの森」イニシアチブ(アンダルシアのドニャーナ、マドリッドのアタラヤ、テルエルのアリアガ、エフルベ、ラ・ソマ、バレアレス諸島のSa-Duaia、カタルーニャ・セウタのピレネー)。スペインの劣化地域または焼失地域では、在来林種の使用による森林再生プロジェクトが行われている。火災によって壊滅的な打撃を受けた生息地や、放置されて消滅する傾向のある生息地を回復することを意図している。3つの利益が追求されている：環境(気候変動との闘い、生息環境の回復、水循環の改善など)、社会(初期活動および保守活動の両面で、プロジェクトの地方環境出身で排除される恐れのある労働者を優先的に採用する)、経済(地方人口がしばしば依存している地方経済の活性化に寄与する自然環境の回復)。 ・「Bosque Endesa Doñana」における森林の状況および質の高い保全の設置に関する研究。2023年には、エンデサが主催する森林「Bosque Endesa Doñana」において、新たなプロジェクトを通じて自然保護および気候変動対策へのコミットメントを再確認した。2019年に公園内の40haに植林され、すでに2022年まで監視および植林が行われている森林の状態を調査した。近年、干ばつおよび熱の極端な状況のため、若い樹木は、その環境の中で、草食動物による捕食の増加にさらされていることが明らかになっている。そのためエンデサは、約1,400の良質な森林プラント保護材(メタルメッシュ)を設置し、プロジェクトでの投資を強化している。これらの保護材の大半は「cactus」型で、再循環が可能である。 ・太陽光設置における生物多様性の向上。植生スクリーンの設置、景観の改善および統合、池の再生、飼育地点の統合、草原鳥類保護のための農業環境対策など。

種および生息地の保護に関するプロジェクト	• 「エンデサ・コウモリ」プロジェクト。エンデサの水力設備におけるコウモリの研究および保護のために2013年からエンデサが実施しているプロジェクト。水圧によってできた洞窟は、絶滅危惧種を含む様々な種のコウモリのコロニーの大きな宝庫である。 • ピレネー山脈におけるヒグマの保護および保全のためのプロジェクト。当社が空間およびインフラを種と共有するピレネー山脈の地域における種の保護および保全のためにFundación Oso Pardoと協力して実施されるプロジェクト。エンデサの従業員は、当該地域で絶滅の危機にあるこの動物の保護に直接関与する活動的な主体である。 • 地中海における亀の再導入プロジェクト。この深刻な絶滅の危機にある種の保全、再導入および保護とともに、当該地域で種を確立し強固にすることができる数の個体を増加させるための「レ・ガリーグ」における安定したコロニーの創造。 • 風力発電における哺乳類の捕獲。エンデサの風力発電所の再生可能設備における哺乳類の生息地適合性および存在の研究。 • 太陽光設備の環境整備。エンデサの太陽光設備における環境整備のプロジェクト、飲料桶の設置、巣の設置および様々な生息環境の適応。

発表、研修およびアウトリーチ活動	・ Badajoz州Valencia de Mombueyで、AMUS Associationとの「Life Eurokite」プロジェクトに向けたアカトビの解放にエンデサとExtremaduraの地方政府が参加。これは、プロジェクトのさまざまな局面が展開する中で、何度か繰り返される。 ・ 「Bosque Endesa Oso Pardo」(Endesa Brown Bear Forest)プロジェクトの第2段階のメディア発表。エンデサは、2023年5月18日、Fundación Oso Pardoとともに、ヒグマの保護に貢献するため、カタルーニャ・ピレネーのLleida、Lladorreにおいて、7,000本の新たな果樹のうち、1,200本の最後の植林が計画されていることを記念し、このプロジェクトの完了をメディアに発表した。この活動は、Fundación Oso Pardoが生物多様性保護計画を通じてエンデサの協力を得て開発した「クマが生息する地域における生物多様性の増加」プログラムの一環である。このプログラムは2016年に開始され、餌の供給が増加した結果、この種がカタルーニャ・ピレネー全域に移動し、分散しやすくなるような地域ネットワークを設計するものであった。これは種の保全に貢献するだろう。自然資本や生物多様性の回復という明らかなメリットに加え、17の小規模な警備隊に配置された植林木は、今後30年間で推定合計1,665トンの二酸化炭素(CO_2)を吸収することになり、気候変動との闘いにも大きく貢献することになる。 ・ マドリッドにあるエンデサ本社では、2023年3月24日に「自然資本ワーキンググループの作業:自然資本における影響指標およびパートナーシップ」を主催した。本会合では、Grupo Español de Crecimiento Verde(スペイングリーン成長グループ)を通じて、スペインの事業部門の主要な代表者およびFundación Biodiversidad(MITERD)の経営陣が一堂に会した。後者は、スペインの事業および生物多様性イニシアチブの新たな段階と、生物多様性条約(CBD)の2020年以降の生物多様性の世界的枠組みで設定された新たな目標に適応した要件を提示した。参加者は、生物多様性および自然資本に関連した遵守および報告必要量に関する事業部門の主な疑義および関心を共有した。 ・ 「我々がなるべき遺産」となる。「Bosque Endesa」(エンデサの森)のイニシアチブ、より具体的には「Bosque Endesa Teruel」プロジェクトは、テルエル州アンドラ地域で実施されているエネルギー移行プランに送り込むプロジェクトに含まれている。この背景として、エンデサは、再生可能エネルギーによる石炭の代替を超えて、多くの環境、経済および社会行動を検討している。「Bosque Endesa Teruel」とは、過去に焼失した約40ヘクタールの在来種による修復である。その意図は、この農村地域の住民の大部分が生計を立てるために依存してきた自然資本および生態系サービスを回復させることにある。近年、この地域では人口減少率が著しい。 ・ 2023年5月10日、エンデサは、持続可能性を専門とするウェブコンテンツクリエイターのグループを招き、「Bosque Endesa Teruel」プロジェクト、すなわち、作業方法論、その特徴および目的ならびに農村環境にとっての起こりうる利益について、視察し、より多くのことを学んだ。その目的は、イニシアチブの認識を高め、他の企業にもこのようなプロジェクトを行うよう促すことである。詳細については、以下のリンクを参照のこと。https://www.endesa.com/es/la-cara-e/transicion-ecologica/sector-primario-nueva-oportunidad-andorra ・ エンデサの生物多様性保護計画(PCBE)をHuelvaのアンダルシア地域警察に発表。2023年6月15日、アンダルシア8州の地域警察との間で研修を開催した。この警察の役員とアンダルシア地域行政の主要なメンバーが参加した。エンデサ役員および技術スタッフが参加し、生物多様性の保護および保全のための行動およびプロジェクト、火災から電力線を守るための予防措置、不正による環境への影響などについて説明した。エンデサの生物多様性保護計画(PCBE)の発表では、計画の起源、活動範囲およびこれまでに行ってきたプロジェクトについて説明した。貯水池の生態系サービスに関するプロジェクトが獲得したヨーロッパでの賞および最近のアンダルシア環境賞の両方が強調された。

その他のイニシアチブ	・ スペインのエネルギーセクターの自然資本に関するワーキンググループ。 ・ スペインエネルギー部門における自然資本の統合に向けたロードマップの作成を視野に入れた、エネルギー部門における自然資本の分析に関する参加型プロセスの策定。2022年11月には「自然資本およびスペインのエネルギーセクター」が発表され、自然資本のケーススタディや組織評価の準備に役立つ定性的、一般的および合意的な結果が収集され、議論された。 ・ 2023年、当社グループは、新たな情報、新たな報告要件およびより野心的な目標に照らして、産業界が直面する新たな地球規模の課題に対処することを継続した。 ・ 事業セクターと協力して、生物多様性の保全と両立し得る経済発展を促進し、大企業、非政府組織(NGOs)、協会および政府間の協力についての確固とした枠組みを確立する、生物多様性財団および環境移行・人口課題省のスペインにおける事業および生物多様性イニシアティブ(IEEB)。エンデサは、この分野における国内および国際的コミットメントならびに自然資本および生物多様性の保護の進捗に関する事業上の需要に厳密に対応するため、協力ならびに情報および知識の創造に関するフォーラムとして当該イニシアチブに積極的に参加している。 ・ 自然資本および生物多様性ワークグループ(スペイングリーン成長グループ)。これは、自然資本および生物多様性をスペイン企業の活動および意思決定プロセスに統合すること、ならびにこの目的に関して国家当局とスペイン事業セクター間の合流点を設定することを追求する。エンデサは2023年に作業グループの最初のワークショップを主催した。この分野における官民パートナーシップの重要性が強調された。ワーキンググループの主要な開発方針が詳細に説明され、自然資本および生物多様性を企業の経営およびガバナンスに統合するという課題に関する事業部門の主要な関心事項について、政府代表者に報告された。 ・ 生物多様性標準化委員会。UNE.CTN 328。産業、商務および観光省により認められたスペイン標準化組織(UNE)、ならびに国際標準化組織でのスペイン代表としてのUNEは、この技術委員会への取り組みを継続した。これには2つの目的があり、新たなISO/TC 331とともにISOでの新たな標準化分野(生物多様性)を設立すること、ならびに欧州標準化フォーラムにおける生物多様性の存在の重要性を拡大することである。標準化に関する技術委員会(Spanish 「CTN」)は、国際社会および欧州での標準化においてスペイン機関のビジョンおよび利益の表現を促進し、発生しうる国際的なイニシアチブを承諾するため、設立された。 ・ エンデサが2023年に加盟したスペインのForéticaが立ち上げたネイチャー・ビジネス・アンビション(NBA)イニシアチブ。このパートナーシップの先導的企業は、意欲を促し、行動を促進しおよび自然の回復に貢献するために必要な同盟を構築するという3つの目的を有しており、2030年までに「Nature-Positive」な地球を実現することを世界的な目標としている。2023年11月14日、エンデサの本社において、「Measuring Impacts and Dependencies, Sectoral and Corporate Success Stories」と題した自然資本に関するワーキング・ミーティングが開催された。その焦点は自然の計測および評価であり、スペインエネルギー部門が取り組んでいる方法論的手法を取り上げ、その影響および依存性を定量化した。

環境回復

エンデサの活動は、従来から環境修復に取り組んできた。2022年、エンデサは2030年に新たに「森林減少を正味ゼロにする」という目標を発表した。当社は、2025年から、生物多様性の重要性が高い一部のプロジェクトで実施する予定である。この目標は2023年に批准された。このように、エンデサは、2016年に開始され、失われた生態系の回復に貢献する全国エネルギー部門において、先駆的プログラムである「Bosque Endesa」イニシアチブにこの目標を加え、さらなる一歩を踏み出した。当該構想は、土地固有の森林種(これらが環境に最も良く適応するため)を用いた植え付けおよび播種技術を通じた国レベルでの焼けて劣化した土地の森林再生によって構成される(森林は、大気中の温室効果ガスを吸収し、蓄えることができ、同時に生物多様性ニッチである。)。

現在、複数のエンデサのプロジェクトがスペインで進行している。そのうち2つは、環境移行・人口課題省(「MITECO」)下のスペイン気候変動オフィス(OECC)の国家カーボンフットプリント、補償および吸収プロジェクト登録所の二酸化炭素(CO_2)吸収源セクションで登録されており、エネルギー分野の先駆的イニシアチブとなった。当該プロジェクトには、エンデサのラ・アタラヤの森林(Sierra de Madrid)、エンデサのドニャーナの森林(Huelvaにあるドニャーナ国立公園)およびエンデサのテルエルの森林(Aragonの旧Andorra火力発電所の周辺地域)が含まれる。当該構想の他のプロジェクトは、上記登録所において実行および登録段階にあり、かかるプロジェクトは、Bosque Endesa BalearesおよびBosque Endesa Pirineos (Catalonia)である。

持続可能性構想の懲戒的な性質も特に言及すべきであり、環境へのポジティブな影響を超えて、経済的および社会的要素にポジティブな影響を与えることができる。たとえば、以下が含まれる。

	影響	
持続可能性イニシアチブ	環境	・ ポジティブな環境への影響を生み出すことに貢献する(気候変動への適応の促進、生物多様性の回復の促進、自然資本および生態系サービスの発展、砂漠化への取り組み、水サイクルの保護、ならびに排水による土壌劣化の抑制等による)。
	金融シェア	・ 森林、自然資本および関連する生態系サービスを回復させること。これによって、プロジェクトの周辺地域の人口も増加することが多い(エコツーリズム、果物狩り、野生のキノコ、狩猟等)。そのため、近隣の農村環境を活性化する助けとなる。
	社会	・ 森林再生および維持作業を実行するスタッフを募集する際、失業者、若者、女性、45歳超の者または当該プロジェクト環境において社会的排除のリスクのある者の雇用を優先する。また、これは、環境への意識、研修、普及およびボランティア活動を発展させる手段として大きな可能性を有する。

以下は、2023年に行われたエンデサの環境回復行動の概要である。

	行動	
環境回復	生息地(㎢)	1.01
	生息地の詳細	・ 森/森林牧草地/ステップ/サブステップ
	当社の活動前の元々の生息地の生物多様性と、オフセット生息地の生物多様性の比較	・ それらの大半は、在来種の利用を通じた、国土の焼失した、および/または劣化した土地の森林再生であり、その選択はプロジェクトが位置する地域の環境および気候パラメータの変化を考慮している。また、過去の鉱業開発に関連した空間の回復(生態系の回復)に関する事例では、それは必ずしも森林に関するものである必要はなく、むしろ回復した土地とその周辺を完全に再融合するという目的に資するものである。
	オフセット生息地での生物多様性を改善するために行われた作業	・ エンデサの活動環境における火災/劣化プロセス/鉱業開発後の在来野生生物/植物相およびその生息地の回復。
	オフセット用地での生物多様性の監視および通知期間	・ 30年から40年の間。

労働安全衛生(OHS)

エンデサでは、自社の従業員とパートナーを区別することなく、労働安全衛生(OHS)を重視し、すべての人に対して常に守るべき基本的な価値観としている。この目標は、エンデサグループのすべての会社で労働安全衛生(OHS)方針を実施することにより、エンデサの戦略に統合されている。2023年、合同予防サービスは、各本件事業群の安全および衛生ならびに環境および品質ユニットと連携および協働し、予防イニシアチブの7つの柱、あるいは主要な分野に焦点を当てた。

予防活動:	説明
1．労働安全衛生(OHS)の意識向上。関与および協議	・ 健康で安全な方法で生活し、働くための健康的な習慣に関する定期的なヒントの公表。 ・ 季節的なキャンペーン(例:高気温の予防、安全運転、インフルエンザ予防接種)や、有益な資料(例:ニュースレター、ビデオ、インフォグラフィック)の配布。 ・ 安全衛生委員会およびエンデサ予防活動企画管理委員会における労働者代表との予防的事項の関与および相談。
2．リスクアセスメント、予防計画、活動観測および監視	・ すべての組織領域におけるリスク評価および予防計画。計画的な検査および監査を通じて、基準、手順、プロセスへの遵守および業務レベルでの実施状況のレビューを含む労働安全全般の状況を確認する(検査は、「セーフティ・ウォーク」「現場での臨時検査」など)。防災活動計画の策定および実施。
3．パートナー会社	・ 法務要件との遵守を定期的に照合し、フォローアップおよび管理するための基準の決定。供給者は重要分野を特定するために安全評価の対象となり、請負業者は監査または評価の対象となった。
4．労働安全衛生(OHS)経営体制	・ 労働安全衛生経営体制(OHSMS)およびその一般手続は、ISO 45001に従って継続的に改善されている。労働安全衛生経営体制(OHSMS)は、労働安全衛生(OHS)リスクの管理に協力し、事故の減少、規制遵守の管理、一般的な業績向上を支援し、安全で健康的な環境を促進することを可能にする。
5．設備および技術の革新、改善	・ デジタルトランスフォーメーションおよび技術革新のプロセスに沿って、様々な事業ラインの安全および衛生、環境および品質チームならびに合同予防サービスは、それぞれのスコープのデジタルツールの実施に取り組んだ。 ・ 危険な業務、施設、防護装備、検査等に関する革新プロジェクト。
6．手続きの自動化および職場リスク予防における最適化研修	・ 「オンボーディング/トランスボーディング」プロジェクトは、エンデサに入社または転職するリスクプロファイルおよび労働者を管理者が識別するためのものである。分析された各プロファイルは、WRP(職場リスク予防)およびその保護措置「PPE」で自動的に割り当てられたトレーニングと、そのリスク情報シートおよび健康監視のための医療プロトコルの識別が行われる。 ・ 「セーフティトレーニングの自動化」プロジェクト:労働者のリスクプロファイルに基づいて当社での生涯にわたる安全トレーニングを管理する道具の開発。
7．心理社会的リスクおよび健康モニタリング	・ 労働力全体を対象とした心理社会的およびテクノストレス要因の新たな評価の開始と、その後の行動計画の策定に向けた組織分野別の調査結果の解析。健康増進のためのいくつかのイニシアチブの実施および医療分野による労働者の健康状態の継続的モニタリング。

労働安全衛生(OHS)に関する重要業績評価指標(KPIs)

2023年、2022年の主なOHS指標は以下のとおりである。

重要業績評価指標(KPIs)	2023		2022	
	社内人員	外注スタッフ	社内人員	外注スタッフ
OHSに関する社員教育(時間数)	124,162	-	83,144	-
OHS研修 (1)への出席	8,430	-	8,552	-
安全検査(2)	732	117,043	688	110,064
«セーフティ・ウォーク»(3)	272	-	294	-
«現場での臨時検査»(ECoS)(4)	-	16	-	10
労働時間数	14,880,226	46,661,938	14,849,992	41,357,055
事故件数(5)	4	18	1	18
頻度指数(6)	0.26	0.38	0.06	0.43
重大事故件数(7)	-	2	-	-
重大事故の頻度指数	-	0.04	-	-
死亡事故件数	-	1	-	-
死亡事故の頻度指数	-	0.02	-	-
1日以上休業事故件数(LTI)	5	20	2	18
1日以上休業事故の頻度率	0.33	0.42	0.13	0.44
重大度の程度(8)	0.02	0.10	0.01	0.09
欠勤率(%)(9)	2.98	-	2.97	-

(1) 2022年および2023年にリスク予防研修を受講した従業員(人数)。
(2) 自社の従業員および請負業者に関連する作業および/またはプロジェクトの安全検査(人数)。
(3) 管理者および予防技術者による施設および職場への安全視察による施設状況、OHS規則の遵守および安全で健康的な行動を活動に採用していることの確認(件数)。
(4) 各国の専門家による職場の安全視察を実施し、予防改善の実施事例の共有(件数)。
(5) Enelグループ方針n．10の対象災害を含む。
(6) 頻度指数=(事故件数または重大事故件数または死亡事故件数/労働時間)×10^6
(7) 2022年12月31日現在および2023年12月31日現在で6ヶ月以上休業した事故、2022年12月31日現在および2023年12月31日現在で深刻(当初の予測が30日以上)であると判断された事故、結果として生じる休業日数に関係なく、「生活変化事故」(LCA)に分類される事故を含む。
(8) 重大度率=(失われた日数/労働時間)×10^3。
(9) 疾病または事故による休業日数/想定日数×100。

当社のリスク・アペタイトの枠組みでは、欠勤指標の許容水準を5%に設定している。

責任ある人材管理

エンデサは、持続可能な人材管理、雇用におけるベストプラクティスの育成、補償、雇用関係、研修および選考等および安全で健康的な職場環境、福利厚生、ワーク・ライフ・バランス、機会均等、ダイバーシティ＆インクルージョンを促進するイニシアチブを追求することをコミットメントしている。

エンデサは、従業員の多様性が豊かさをもたらすと考えている。エンデサのダイバーシティ＆インクルージョン方針(年齢、性別、文化および障がい)におけるアプローチの尊重は、職場における女性の継続的な増加、労働力の若返りのために他の国籍の人々や若者を取り込むこと、最も経験豊かな人々の認識および障がい者の統合に反映されている。本方針は、2023年に見直され、新たな現実に即して、近年の多様性の進展を考慮したものとなった。

2023年は、以下のようなさまざまなイニシアチブを実施し、それぞれの取り組みを進めてきた。

多様性および機会均等

当社は、ダイバーシティ＆インクルージョン方針の枠組みのもと、あらゆる差別を排除し、本方針の対象となるあらゆる側面(性別、年齢、障がいおよび国籍)において、ダイバーシティ、インクルージョンおよび平等な機会を保障および促進することを約束する。

性別

エンデサは、特に2024年-2026年の持続可能戦略計画で定められた、性別に関する内外の目標に焦点を当て、当社のあらゆる分野で性別平等を推進している。

	2023年	2024年-2026年 目標		
		2024年	2025年	2026年
女性の職位存在の拡大(% 女性)				
管理職	21.1	21.5	21.7	22.0
中間管理職	35.7	36.0	36.0	36.5
選定プロセスにおける性別の多様性の促進(% 女性)	52.5	50.0	50.0	50.0
採用プロセスにおける性別の多様性の推進(世界の女性採用 %)	37.2	37.5	38.0	38.0
STEM(1)分野における職業指導のイニシアチブに携わる女子学生	>5,000 2024年～2026年の期間に関わった女性			

(1) 「科学」「技術」「工学」「数学」

月次ベースで、ジェンダーダイバーシティの分野で実施された活動のデータおよび結果が公表され、2023年に設定された目標に関して業績が評価される。

中間管理職に占める女性の割合は0.8%増加した。「管理職」に占める女性の割合は、職責に応じた選任基準で2.2%増加している。

女性の割合を50%(2023年12月31日までに44.3%)とすることを目標とする、女性のエンパワーメント活動および後継者計画の確立のおかげで、責任ある職位に就く女性の数は年々増加している。

2023年の女性採用比率は37.2%となり、前年より1.0%低下した。これは主に、外部採用者が全体的に減少したことによるものである。

労働力の女性比率

	2023年	2022年
取締役会	41.7	41.7
執行役員		
管理職	21.1	18.9
中間管理職	35.7	34.9
選考過程		
「ショートリスト」 (1)	52.5	51.4
採用者	37.2	38.2

(1) 選考過程における最終候補のリスト。

エンデサは、すべてのスタッフの間で効果的な平等、公平性、発展、ワーク・ライフ・バランスおよび共同責任を促進するための活動の枠組みを提供する平等計画を有しており、この計画は、エンデサの枠組みの団体協約5の一部である。2023年、この平等計画は、施行された新しい法律に従って更新され、従業員代表と合意された。

また、エンデサは、ダイバーシティ&インクルージョン方針に沿って、ジェンダー・ダイバーシティ・アクション計画を策定し、3つの主要な目標である、当社における女性の存在の拡大、職責における女性の存在の拡大ならびに賃金および給与の質の確保の達成を目指した。これらの目標を達成するために、4つの柱を中心に、いくつかのイニシアチブが開発されている。

イニシアチブ.	説明
1. 人材の誘致	・ 「固定観念の否定」や「Ella te Cuenta」などの「科学、技術、工学、数学」(STEM)プログラムを通じて、選考過程に包括的な言語と均等を導入する。
2. 認知度向上	・ グッド・プラクティスを他社と共有するためのイベント、「意識的決定」、「ハラスメント対策のための研修プログラム」およびエンデサ女性ネットワークのイニシアチブ。
3. ワーク・ライフ・バランス	・ 「エンデサの枠組みの団体協約5」に含まれる68を超える措置を含む現行法に従って、平等計画の更新。 ・ 「ペアレンタル・プログラム」。
4. 女性のリーダーシップ	・ 「ウーマン・メンタリング」、「クロス・メンタリング」および「インターカンパニー・ブレックファスト」などのプログラムならびに女性ネットワークのための女性リーダーシップ・プログラム。

また、ダイバーシティ・デーやEquipos y Talentoにより授与された「ダイバーシティ・リーディング・カンパニー」や、「女性の能力強化」認証などのダイバーシティ・イニシアチブに対して2023年に受賞した賞の周知、「Colegio de Ingenieros de Telecomunicaciones」（電気通信技術者協会）が授与する「Pioneras IT」賞の審査員としての参加などの社内外でのコミュニケーション活動を行っている。

例えば、平等省(平等バッジは2023年に更新)や、「多様性のためのCEO」、AEMENER(「エネルギーにおける女性の協会」)といった他の団体とのコミットメント、国連(UN)やUN Women Global Compactによって推進され、当社がコミットしている国連の持続可能な開発目標(UN)に沿った7つのWEP(「女性のエンパワーメント原則」)の遵守など、公的機関との対外的コミットメントに取り組んでいる。

これらの活動は、平等委員会を通じてフォローアップされ、また、その影響を監視しており、また、エンデサが3年連続で改善している「Bloomberg」や、スペインで最高の企業評価を得た100社の35位にランクインした「MERCO」など、さまざまな外部指標を作成することで、エンデサは過去10年間で最高のスコアを獲得している。

年齢

エンデサは、世代間の差異を認識および管理することで、統合、モチベーションおよび知識の移行を保証している。2023年度は、以下のイニシアチブが実施された。

役割	説明
「オンボーディング」	・ エンデサに入社したばかりの若者を対象としている。
「Nuestros Mayores Valores」(私たちの核となる価値)	・ 「私たちの最高の価値」イニシアチブでは、55歳以上の従業員で、専門職として優れた貢献をし、組織、直属の管理職、同僚から経験や事業への参加という形で表彰を受けている従業員を対象とする。 ・ これは、知識の移行イニシアチブおよび経験の認知を通じてシニア人材の価値を高めることを目的としたプログラムの一つである。
「世代間のメンタリング」	・ チーム内の多様性を促進するための世代間メンタリングの推進

障害

エンデサでは、この分野に特化した財団と連携し、障がい者との一体化を推進するイニシアチブを行っている。主なものは以下のとおりである。

イニシアチブ	説明
「Valuable 500」	・ エンデサは、スペインのエネルギー会社として初めて、2023年に36以上のイニシアチブを実施し、「Valuable 500」の世界的な障がい包括イニシアチブに参加した。
アデコ財団ファミリープラン	・ 障がいのある家族を対象としたカウンセリングおよび健康治療。この計画は2023年に障がいのある従業員の親族69人に個別カウンセリングおよび健康治療を提供した。
ランスタッド財団	・ 障がい専門相談および助言業務の提供
Prevent財団およびとUniversia財団	・ 障がいのある学生を対象とした数々の奨学金プログラムを支援。

これらの活動は、障がい者の労働市場への参入を促進し、障がいのある従業員の業務を支援するプロジェクトの形態をとっている(2023年12月31日現在、98人の従業員、同日現在の総人員の1.08%)。

エンデサは、これらの財団との提携に加えて、すべての問題を一元化し、この分野の管理職と従業員の両方に業務を提供することを任務とする役員がいる。

エンデサは、スペインの障害に関する一般法(「Ley General de Discapacidad」)に定める現行の障害規則を順守する。

多文化主義/国籍

エンデサは、当社で働く様々な国籍の者を認め、尊重し、統合することにコミットしている。当社は各国との分野横断的なプロジェクトを支援する。同国内では、異なる地域から3,000名以上が参加した「エンデサ・ラバーズ・デイズ」などのイニシアチブを通じて、異なるテリトリー間のより緊密な関係を奨励している。

上記の活動の認知度を高めるため、2023年も「ダイバーシティ・デー」を継続実施した。これには、女性のネットワークイニシアチブ、障害者のための連帯バザー、LGBTI(レズビアン、ゲイ、バイセクシャル、トランスジェンダー、インターセックス)のイベントなど、あらゆる次元に特化した対面およびオンラインイニシアチブの組み合わせが含まれている。

ワーク・ライフ・バランスおよび柔軟性

エンデサは、多様なイニシアチブを継続的に実施し、柔軟な職場環境を整備するとともに、従業員の個人的、家庭的および職業的両立を支援している。エンデサによるワーク・ライフ・バランスへの取り組みは、5つの大きなグループに分かれている。

行動指針	説明
1．雇用の質	・ 永久契約、年金計画、保健福祉、海外駐在員支援等
2．フレックスタイムおよび私用休暇	・ 短時間勤務、無給休暇、有給休暇等
3．家族の支援	・ 扶養している高齢家族の介護のための無給の休暇、有給休暇およびフレックスタイム制
4．キャリア開発	・ 専門/技術/技能/語学研修、ボランティアプログラム、コーチング等
5．機会均等	・ ジェンダーに起因する暴力の被害者への専門的支援、医療相談等

エンデサの従業員は2023年および2022年にワーク・ライフ促進のためのイニシアチブから恩恵を受けている。

従業員数

ワークライフバランス活動	2023	2022
女性	2,145	2,073
男性	4,143	4,013
合計	**6,288**	**6,086**

以下は、エンデサが2023年中に実施した施策の一部である。

ワーク・ライフ・バランス	説明
オフィス外で働く	・ 従業員は、可能な限りリモートで働き続けることが認められた。社員のモチベーションおよびパフォーマンスを維持するために、当社は引き続き支援を行っている。
柔軟なスケジュール	・ 柔軟な勤務時間により、仕事と生活の両立が容易になる。
授乳室	・ 母親となった女性へのサービス。

2023年および2022年に、これらのプログラムから恩恵を受けた従業員数は以下のとおりであった。

最も重要なワーク・ライフ・バランス指標の種類別受益者	2023	2022
オフィス外で働く	5,913	5,705
柔軟なスケジュール	2,459	2,523

さらに、エンデサは、柔軟性およびウェルネス支援のためのこれらのサービスを社員に提供している。

その他の柔軟性措置	説明
提供チャネル	・ このチャンネルには、レジャー・オファーから、個人の健康やトレーニングに関連する他のものまで、多種多様な商品およびサービスが競争力のある価格で提供されている。最も困窮している人々の生活環境を改善することを目的とした、さまざまな社会機関への寄付を募るのコーナーを設けるなど、連帯を図っている。
「Sala To Do」	・ マドリッド本社では、営業時間やオンライン決済が途切れることなく、衣料品や靴の修理、ドライクリーニング、洗濯、財務相談ならびに携帯電話、タブレットおよびコンピュータの修理など、従業員の暮らしをより快適にするためのサービスが集結している。
トレーニング・ユアセルフ	・ エンデサでは、従業員の健康づくりに積極的に取り組むため、2011年から「トレーニング・ユアセルフ・プログラム」を推進している。当社は、毎月の補助金でこのプログラムを通じて従業員にスポーツを実践してもらっている。
その他のサービス	・ また、プライベート・カー・プール、業務用電気自動車を搭載したeシェアリングカーサービス、クリーニングや車の修理、ヨガ教室、ピラティス、体操のメンテナンス栄養士および旅行代理店などのサービスを楽しめるアプリも用意されている。

労働環境

エンデサは引き続き、新たな業務モデルの推進に取り組んだ。2023年には、労働力の64%以上(5,913名)が、オフィスでのリモートワークおよび対面勤務を組み合わせたハイブリッドな勤務形態を享受した。さまざまな調査、面談、重点グループおよびイニシアチブを組織内のさまざまなレベルで実施し、従業員がどのように感じているか、リモートワークおよび現場勤務への部分的な回帰にどのように適応しているかを評価し、仕事量、福利厚生、リーダーシップ、エンデサへのモチベーションおよびコミットメントに関する質問を追加した。

エンデサは、人材を事業の中心に据えることを第一に考えている。そのために、2023年は、より豊かに、よりモチベーションを高め、業績を向上させる「福利厚生 - モチベーション - 結果」に基づき、満足度および福利厚生の向上に注力した。

職場風土および満足度の向上を図るため、人事および組織ユニットである「福利厚生ユニット」によるイニシアチブを世界規模で実施した。心の平穏を向上し、帰属意識を強化することを目的として、仕事および生活における人のケアおよび個人の健康に焦点を当てた、世界福利厚生計画をスタートさせた。

従業員への福利厚生調査の実施を通じて、従業員のニーズを引き出し、福利厚生計画などのイニシアチブを実施した。これには、従業員が、仕事上および個人的な環境において、身体的、心理的および人間関係的なレベルでどのように感じているかについて、定期的にアンケートを実施するものである。また、身体的および心理的な福利厚生に関するウェビナーも開催された。

2023年に実施されたイニシアチブは、引き続きエンデサの強みおよび価値基準を活用し、特定された改善分野に取り組むことに重点が置かれた。

イニシアチブ	例
・ デジタル化、柔軟化および多様化が進む環境下で、経営技術のさらなる向上を目指すイニシアチブ。	・ エンデサ・ラバーズは今年、テリトリーに注目した。参加者は5,000名を超え、満足度は10点中7.5点となった。リーダーシップおよび自己研鑽、ダイバーシティ、福利厚生および認知という4つの柱に基づき、人々と当社の文化発展戦略を再び結びつける支援を行った。
・ エンデサの経営モデルを支える信頼、積極性、責任感および革新といった価値観の構築を支援するプロジェクトや過程における意思決定活動への従業員の参画を促すことを目的としたイニシアチブ。	・ コミュニティが成長し、強化された(現在、20のコミュニティがあり、その人数は2,700人以上)。これらのコミュニティは、従業員を関心のあるグループ(女性コミュニティ、データ専門家、LGBTQ+コミュニティ(レズビアン、ゲイ、バイセクシャル、トランスジェンダー、インターセックス)、エネルギーリンカー、インクルージョンコミュニティなど)ごとに細分化し、従業員の風土やエンゲージメントの改善にも貢献している。
・ 管理職およびそのリーダーシップに向けたイニシアチブ	・ また、職場風土を支える人材として、管理職を重視し、リーダーシップの醸成および人的交流を図るイベントを開催した。

2023年に実施されたすべての環境活動計画は定期的に監視され、計画および目標に適合していることが確認された。

リーダーシップおよび個人の成長

エンデサのリーダーシップは、ビジョン、ミッションおよびバリューに基づいている。「オープン・パワー」は、当社の15の権限を通じて、人事経営プロセスに存在する価値観(責任、革新、信頼および積極性)である。

2023年、エンデサのリーダーシップ開発は、6つの原則に基づく、共感的で、繊細で、穏やかで、包括的なリーダーシップスタイルである「ソフトリーダーシップ」の実践によって勢いを増した。それは、感動を与え、コミュニケーションを行い、積極的に耳を傾け、信頼を育み、透明性および説明責任を守るというものである。このリーダーシップスタイルは、近年、エンデサが社内コーチング・ネットワークやコーチングの技能および権限に基づくリーダーシップ研修の道筋を通じて提供している「コーチング」カルチャーへのコミットメントをもって開発された。これにより、リーダーや組織内のすべての人が、明確に人々の発展および成長に向けられた経営の方法および行動を利用できるようになる。

エンデサは、以下のプログラムを通じて、人的資本の持続可能性に焦点を当てた事業戦略の一環として、人材の育成ならびに個人的および職業的成長に取り組んでいる。

プログラム	説明
「コーチング」	・ エンデサは、主に社内コーチング・ネットワークを通じて、個人またはグループ活動による指導を行うことに強いコミットメントを継続しており、54の社内コーチング・ネットワーク(うち20はチームコーチも兼任)がエンデサの専門家に同行し、IBEX-35企業におけるベンチマークモデルとなっている。エンデサのコーチングへのコミットメントは、「企業におけるコーチングカルチャー」におけるセクションでスペイン幹部組織コーチング学会(AECOP)によって近年認識されている。
ヒューマンスキル ワークショップ	・ 主な権限の1つは「エンパワーメント」および「コーチング」である。社内コーチングネットワークでは、コーチングをエンデサに近づけることを課題として、コーチングの周知および徹底を目的とした「コーチング成長」や、日々の業務の中でコーチング権限の実践方法を学びたい方を対象とした「開発のためのコーチングツール」など、コーチングに関わるワークショップを提供している。これらのワークショップは、管理職を対象とした「Gestor Coach」、「Gestor Coach+、Gestor Coach III」および「Agent of Change」のコースならびにコーチング権限の経営における一体化を促進することを目的とした、組織の管理職を対象とした「Become a Softleader」コースを補完するものである。

「メンタリング」	・ ナレッジ・メンターおよびその他の同業者の特定のスキルや領域において、3～6カ月間、社内の専門家を指導するナレッジ移行プロジェクト。2023年、当社は他の企業とともに「クロスメンタリング」プログラムに再度参加した。潜在能力のある女性たちは、ネットワーク作りの機会を生み出すことに貢献するために、さまざまな部門のビジネスリーダーたちから助言を受けた。2023年には、「女性メンタリング」を女性コミュニティの枠組みで新たに開始した。その目的は、地域のつながり、支援および専門家育成のための空間づくりである。さらに、プロセスの質を維持するために、エンデサ・メンタリング・コミュニティのための定期的な研修会も開催されている。
「ジョブシャドウイング」	・ 会社の別の分野を知ることを目的としたこの育成活動は、一定期間、日々の業務の中で、経験を共有しながら別の専門家を同行させることで構成される。このプログラムは、同僚間のネットワークを促進する目的で、対面およびオンラインの両方で実施することができる。年1回、このプログラムに参加する機会を提供する全社的なキャンペーンが開始される。また、合計報酬および後継者計画」カタログの活動としてより長期的なプログラムも含まれている。
人材開発 コンサルティング	・ 人材育成の面では、必要となる事業に対してテーラーメイドのソリューションを整えることができていることが大きな成果の一つである。2023年、エンデサは社内のコンサルティング業務を引き続き強化し、さまざまな部門のチームアイデンティティを強化することを目的とした活動など、事業分野のニーズに合わせてテーラーメイドのソリューションを提供した。 ・ もう1つの例は、従業員の幸福度を高めるために、退職時に新しい仕事に適応することを支援することを目的とした「オフボーディング」プログラムである。
後継者計画	・ 2023年、エンデサは、組織内で最も経営責任が重い役職の後継者の特定を継続した。この特定のための基準が定義されており、その中には、各計画で選ばれる後継者の少なくとも半数は女性であるべきであるという要件が含まれており、それゆえ、ジェンダーダイバーシティの目標を達成することに貢献している。指名された後継者には、同行型、研修型、体験型の3つのイニシアチブに分類された活動目録がある。候補者は、自分の個人的およびキャリアの成長に最も大きな影響を与えると考える人を選ぶことができる。
«総合的なやりがい»	・ このプロセスは、広い意味での認知経営を促進する。経済活動のみならず、「The Power MBA」やスペインエネルギー倶楽部が提供するエネルギー事業および修士(エネルギー法)等の独占的な研修および育成行為を含む。これは、実績、態度および業績が認められるに値する人々を対象としている。
«ソフトリーダーシップ»	・ 「ソフトリーダーシップ」の実践を目的としたグローバルプログラム。プログラムのアンバサダーになりうる従業員の発掘、6つの原則のビデオ証言、著名人によるインスピレーションを与える講演、商品化、6つの原則を発展させるためのワークショップの企画および実施、このリーダーシップに関連する研修など、さまざまな事業が実施された。
«エンパワーメントの道»	・ ITACAプロトコルで訓練を受けた社内コーチが、新任管理職を対象に実施するこの新たな専門段階での能力の特定と向上を目的とした支援および育成プログラム。
«人材参画プログラム»	・ 「高ポテンシャル」の若者を対象とした18カ月間のプログラム。その目的は、当社の3つの異なった分野でのローテーションを通じて、リーダーシップを創造し、発展させることである。研修および開発イニシアチブと組み合わされ、より多くの知識を得て、当社のカルチャーに組み込むことができる。

«オープンフィードバック評価» (OFE)

オープンフィードバック評価(OFE)は、現在の評価制度である。個人の育成およびフィードバック文化の醸成に重点を置いている。オープンで親しみやすく、共感的なリーダーシップに沿って、寛大さ、仲間意識およびあらゆるレベルでのフィードバックの交流の文化を促進するために、このプロセスは360°のレベルで展開され、組織全体に開かれている。

オープンフィードバック評価(OFE)は、エンデサの15のスキルに基づいて、人材、寛大さおよび活動という3つの分野に組織されている。

範囲	説明
人材	・ 一人一人が、自分が得意と思うスキルを3つまで特定できるように設計されている。
寛大さ	・ 同僚の成長を認識し、向上させるために、同僚にフィードバックを提供し、要請する。
活動	・ 管理職は、チームメンバーに、専門的な目標を割り当て、チームメンバーは自身の目標を提案することができる。

2023年12月31日現在、エンデサの従業員の39.00%に相当する3,523人が目標に基づく変動報酬を受けている(MBO)。2023年は、合計7,940件(2022年)の評価を行った。

業績査定および目標の評価に関する重要業績評価指標(KPIs)

2023年および2022年の業績査定および目標の評価に関連する重要業績評価指標(KPI)は以下のとおりであった。

割合(%)

重要業績評価指標(KPIs)	2023	2022
目標(1)の評価と連動した変動報酬の従業員	39.0	38.1
実績査定(2)に含まれる従業員	87.3	

(1) エンデサの目標達成に連動した変動報酬の構成要素を持つ従業員。

(2) オープンフィードバック評価(OFE)ツールを使用して当社の行動および/または価値の評価に参加した従業員の、最終的な従業員に占める割合。

研修

エンデサは、従業員が必要とする技術的資格を提供および向上させ、従業員の自己啓発を促進するため、幅広い研修イニシアチブで学習戦略を発揮している。このように、当社は、人びとに対するコミットメントを果たし、人びとに良い影響を与えるために当社が行うすべての活動の中心に据えている。

最大の需要があり、最先端の問題に対する従業員の関心を喚起し、全体的な幸福をケアし、強化するのに役立つだけでなく、より柔軟な新しい組織モデルを主導するための学習体験を提供する、完全に最新かつ単一の包括的な目録を作成する。新しい学習モデルは、プロセスのグローバル化、従業員のユーザー経験、新しいツールや新しい考え方の開発に焦点を当てた。

エンデサの文化的発展は、新しい環境におけるすべての従業員の適応および成長を促進する学習の進化につながった。「学ぶことが大好き」プロジェクトの枠組みの中で、自己啓発および自己学習の風土を醸成している。当社は、多種多様な学習形式、アクセシビリティ、柔軟性および高度なインスピレーションを提供する。このため、e-ラーニングおよびeDucationのプラットフォームが統合され、パーソナライズされた道筋の作成が可能になった。これにより、すべてのコンテンツが個々人の個々のニーズに合わせて確実に調整されるようになる。

2023年には、新たなeDucationユーザー経験、通知の明瞭さおよび合理化、よりシンプルな新しいユーザーインターフェイス、満足度アンケートのデジタル化などのプロセス改善が実施された。5,131件の研修が実施され、9,097名の従業員が参加。研修時間は471,285時間であり、従業員1人当たりの平均時間は51.81時間となった。

2023年の研修活動では、スキル、テクニック、予防および規定である、「アップスキリング」および「リスキリング」として定義および分類された様々なカテゴリーにおける継続的かつ最新の学習を確保するために、研修の必要性を確認するために実施された多くのプロセスの結果として明らかになったニーズに対処するものであった。

この活動に着手するため、エンデサは2023年に41.26百万ユーロを投資し、そのうち12.76百万ユーロは研修活動のための直接費用の形態であった。

エンデサは、以下に説明するように、労働安全衛生(OHS)、福利厚生、ダイバーシティ、エネルギーの持続可能性、環境、デジタル化などのテーマにおいて、多数の研修活動を含む、自社の事業を実施するすべての分野に関連する現行の法令を遵守する責任を負っている。

研修の種類	説明	主要プログラム
労働安全衛生(OHS)	・ 労働安全衛生(OHS)に関しては、職場リスク予防講座は全従業員に義務付けられており、内容や対象者に応じて、オンライン、バーチャルおよび教室でのセッションで構成されている。 ・ 予防役員、予防資源および救急隊員など、予防に関する具体的な職責を持つ役職に対して、具体的な活動方針を定めている。また、規則やエンデサ独自の手続きに関する知見を更新するための講習会や再教育ワークショップを実施している。	- 基本レベルの予防。 - 応急手当。 - 電気的リスクの防止。 - ISO 45001労働安全衛生経営体制。 - 火災および緊急時対応PPEs/IPEs - 安全運転。 - 自己保護計画の認識。 - 事務所外での職業リスク予防。
福利厚生	・ 当社の目標は、適切な生活スタイルを持つための知識を身につけさせることであり、それによって人々は、逆境に立ち向かい、健康を増し、より良い認知能力を向上するためのより良い戦略を得ることができる。 ・ 「心の健康づくり」では、ストレス対処能力、心理的健康づくりの促進、睡眠の質、栄養、身体運動、社会的人間関係の質などの生活習慣の改善に取り組んでいる。	- 「オープンコーナー」。幸福およびモチベーション。 - 時間管理。 - ストレス管理。 - «Mindfulness»。 - 休息および睡眠。 - 基本的な感情および感情管理。 - 体に耳を傾ける。 - 健全な習慣。 - 社会的スキル
ダイバーシティ&インクルージョン	・ 当社は、エンデサのダイバーシティ&インクルージョン方針に沿って、学習セッションを通じて職場でこれらの価値を促進するために、ダイバーシティ&インクルージョンのあらゆる側面に取り組む。 ・ 当社のあらゆる分野でダイバーシティ&イコールへの取り組みを強化するため、社内研修イニシアチブを推進している。イニシアチブの1つである無意識の偏見に関する双方向研修「Her」は、スペイングローバルコンパクトネットワークから男女共同参画分野のグッドプラクティスに選ばれた。 ・ ダイバーシティは、すべてのチーム、プロセスおよび人の日常業務に統合されなければならない。	- «Endesa Powerher»。 - インクルージョンのホーム。 - «Valuable 500»:障害について話そう。 - 女性の人材。 - 分断バイアス。 - 「万人のためのアクセシビリティとデザイン」の意識向上。 - ラベルのないダイバーシティ。 - TALENTIA 360。女性管理職EOI(産業組織スクール)。 - Proactiva CEO&ESADEプログラム。

エネルギーの持続可能性	・ 持続可能な発展への取り組みは、エンデサの事業の中核的な側面である。 ・ そのため、この分野の研修は重要であり、エンデサの従業員が、私的および専門的な活動において持続可能性の原則を実施し、エネルギー行動を変えることで、社会の模範となることを目的とした講座を企画、開発および実施している。	- Enelグループ手段における持続可能性と企業価値の共有。 - 2030 AGENDA: «持続可能な発展のための新たなフロンティア»。
環境	・ 2023年はさらに環境研修を強化し、エンデサ従業員に対して約1,600時間の研修を実施した。 ・ この研修により、エンデサはISO 14001、エネルギー効率および統合環境、エネルギー効率および室内大気質管理システム認証の各更新要件を満たした。	- ISO 14001。 - 環境意識の向上。 - 配電における環境側面。 - 生物多様性の保全。 - «廃棄物の認知»。 - eモビリティ廃棄物の管理 - 環境検査
デジタル化	・ デジタル変換の研修は2023年に大きな焦点となり、78,225時間以上の研修が提供された。 ・ エンデサのデジタルスキル研修プログラムでは、学生がITに関する技術的知識を拡大し、デジタル時代の新しいパラダイムおよび新しい働き方を形作る変革経営の技能を身につけることができる。この目的は、より体系的なビジョンを持ち、持続可能なプラスの影響を達成することである。	- «Power Bi»。 - «BEATS - WB/FB/HB»。 - サイバーセキュリティ - 産業デジタルリーダーシップおよび変換の関係 - «EnData»。 - «QLIK SENSE»。 - «人的ファイアウォール»。 - 21日間のデジタルルーティーン(R21D)。
その他の研修活動	・ 経営、社会およびリーダーシップの各分野で、従業員の個人的および職業的発展を確保するための手段を提供する講座。これらの講座は、さまざまな事業ラインおよび支援区域の間で横断的に管理されている。 ・ エンパワーメントおよび変換プログラム。	- アジャイル方法論プログラム:アジャイル、スクラムマスターについて話そう。「製品所有者」。 - «ソフトリーダーになる»。 - «E-Leadership»。 - «The Power MBA»。 - 責任および関係管理。
	・ 職場ハラスメントに関するEnelグローバルポリシー。	- 職場におけるハラスメント。
	・ 従業員の専門能力開発を継続し、業務遂行に必要な資格を付与するための技術研修。	
	・ 語学研修:エンデサは、英語およびイタリア語を中心とした語学授業を推進しており、さまざまな形式の幅広いプログラムを用意している。	
	・ 新入社員が仕事を遂行するのに必要な知識やスキルを身につけるための具体的なオンボーディング研修プログラム。	
	・ 遵守	- 競争法 - 2016年規則第697号(EU)、一般データプロテクション(GDPR)。 - 税務遵守

研修事業に関する重要業績評価指標(KPI)

2023年および2022年の研修事業に関する重要業績評価指標(KPI)は以下のとおりである。

時間

重要業績評価指標(KPI)	2023	2022
研修(1)	471,285	422,962
デジタル技能研修 (1)	78,225	45,905
従業員(2)研修の推進	51.81	45.69
カテゴリー別:		
役員	33.31	38.21
中間管理職	49.35	42.91
管理および経営人事	53.60	47.69
肉体労働者	56.92	49.11
男女別:		
男性	53.56	48.03
女性	46.92	39.14

(1) 従業員への研修実施。

(2) 従業員一人当たりの平均研修時間(平均研修時間)。

人材の採用および維持

最も優秀な人材を引きつけるために、エンデサは、就職市場で会社を宣伝し、働きやすい魅力的な場と考えられるよう、従業員のブランディングに注力している。ここ数年、エンデサのデジタル変換を推進するために、特にSTEM(科学、技術、工学、数学)のプロフィールを持つ若い人材を集めることに焦点が当てられてきた。

活動	説明
国際モビリティ	・ 2023年、エンデサは、世界的な活動領域における従業員の成長に貢献し、世界的な事業の展望を広げ、また、技術的な知識を向上させるために、従業員の国際モビリティプログラムを継続的に展開した。 ・ 国際モビリティプログラムは効率的に管理され、世界的なキャリアを育成し、それにより多国籍文化を強化した。2023年には、エンデサは、海外で勤務する社員向けに35過程、スペインで勤務するEnelグループ社員向けに13工程を管理した。 ・ ダイバーシティ方針遵守の枠内では、海外赴任期間中にチューターやメンターを付けるなど、赴任先での駐在員の一体化に特に注意が払われる。
人事選考	・ エンデサは、欠員をカバーするために、選定過程への従業員の参加を促進し、社内モビリティを優先し、従業員に開発および学習の機会を与える。 ・ エンデサが社内モビリティを活用できない場合には、インターンシップ、補助金および特定の固定期間契約を通じて、当社の事業に直結する人材を採用しようとする。また、エンデサの求人サイトや特定の求人サイトにも求人情報を掲載している。 ・ エンデサには全社的なガイドラインがあり、「エンデサの枠組みの団体協約5」では、欠員を埋める過程の具体的な特徴を挙げている。 ・ 選ばれた候補者は、必要な技術的プロフィールを満たすだけでなく、「Open Power」企業風土によって推進される技能および価値基準のリスクプロファイルを持たなければならない。 ・ 2023年には800件以上の欠員が埋まっており、そのうち56%が従業員、44%が外部の人材によって占められている。
若手人材の誘致	・ 2023年に、エンデサは、若い人材を集めることを目的とした、就職説明会、「科学」、「技術」、「工学」、「数学」(STEM)のプロファイルを専門とするイベント、大学や研修センターでの会議など20以上のイベントに参加した。また、約100件のソーシャルメディア投稿が掲載され、430,000以上の閲覧が寄せられた。
補助金プログラム	・ 2023年には、エンデサ補助金プログラムを通じて160人を超える若手卒業生が採用された。奨学金制度に関連した研修プロジェクトにより、学生らは、その発展を最大限に活かし、キャリアを歩み続けるための雇用能力を高めることができた。今年、奨学金にリンクしたマスターズプログラムが更新され、持続可能な開発目標(SDGs)に基づく事業経営などの研修内容、あるいは「データ&アナリティクス」に関する具体的なモジュールが追加された。 ・ エンデサは、できるだけ多くの補助金受領者を雇用しようとすることにコミットしている。一方、エンデサのインターンには、プロフェッショナルな生活について学び、経験を積む機会が与えられ、最初の仕事を見つけるのに役立てられる。2023年、このプログラムから40人近くの若者がエンデサに新入社員として加わった。
報酬政策	・ エンデサの報酬政策は、コーポレート・ガバナンスの分野におけるスペインおよび国際的な規制勧告と整合している。重要な目的は、最高の人材を維持し、引きつけ、動機づけること、社内の平等性を確保すること、外部の競争力を確保し、そして市場で使われているベストプラクティスに沿った報酬を確立することである。 ・ エンデサの報酬政策は、従業員に対して競争的で公正な報酬を保証する。報酬は、類似した従業員数、離職率の企業基準を用いた職務評価の手法を用いて、市場における賃金調査に基づく外部競争力を解析した上で決定される。 ・ エンデサの報酬政策も実力主義である。2023年は、前年に引き続き、全職種の全従業員を対象に、個人給与の見直しプロセスを実施した。これらのプロセスの目的は、エンデサの枠組みの団体協約5に定められた最低限の水準が遵守されることを確保しつつ、個人の努力および当社へのコミットメントを認識し、個別に報酬を調整することである。また、この方針は、従業員の成果を認識する上での管理者の役割を強化するものでもある。 ・ 2023年には、特にジェンダーの多様性に重点を置いた、給与見直しプロセスに関する職員へのコミュニケーションの透明性に関する権利行使が実施された。

持続可能性に関する方針

エンデサの持続可能性への誓約

エンデサは、持続可能性について、エンデサが主導的な立場を維持し、将来これを強めていくことを可能にする、企業文化の不可欠な要素とみなす。エンデサは、これを行うため、持続可能性を戦略に統合し、長期的な価値の創設を通じて持続的な発展に貢献する。

社会が直面する持続可能性についての問題の克服に成功するため、エンデサは、その企業価値に基づく一連の原則および横断的なコミットメントを定め、これらは、経済的、社会的、倫理的および環境的事項についての管理および行為、ならびにすべての利害関係者との関係の両方を管理する。

これらの原則およびコミットメントは、持続可能性に関する方針に記載されており、これは、エンデサのビジョン、ミッションおよび価値に記載されているとおり、持続的な発展に関するエンデサの活動枠組みを構成する持続可能性の管理および将来的なコミットメントを手引きする。

取締役会は、持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会を通じて、持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会規則で定める機能および権限に従った持続可能性方針ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンスに関する戦略の遵守および管理の監督を担当する。持続可能性に関する方針は、ウェブサイト、https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/nuestro-compromiso/politica-sostenibilidad-desarrollo-sostenibleで参照できる。

国連の持続可能な開発目標(SDGs)に対するエンデサの貢献

エンデサは、このサステナビリティの変革的なビジョンに積極的に参加することを目指している。そこで、当社は、2016年に2030年アジェンダの具体的な貢献度を発表して以降、持続可能な開発目標(SDG)7(低価格でクリーンなエネルギー)、持続可能な開発目標(SDG)9(産業、イノベーション、インフラ)および持続可能な開発目標(SDG)11(持続可能なコミュニティーと都市)においても具体的な行動に貢献するという、気候変動行動目標13へのコミットメントについて、前進を続けてきた。当社はまた、持続可能な開発目標(SDG)4(質の高い教育)、持続可能な開発目標(SDG)8(ディーセント・ワークと経済成長)および持続可能な開発目標(SDG)17(目標達成のためのパートナーシップ)に間接的に貢献している。

持続可能な開発目標(SDG)	エンデサによる直接貢献度:具体的な取り組み
SDG 13(気候変動対策)	・ 2040年までのエネルギー構成の脱炭素化。 ・ 2017年比で、スコープ1の温室効果ガス排気($CO2_2eq$)を2030年までに約80%、2040年までに約100%削減。 ・ スコープ1とスコープ3について、電気取引(第三者に対する電気の発電と買い取り)にリンクした具体的な排気削減。2017年比で、2030年までに～80%、2040年までに100%。 ・ スコープ3についてガス事業化から最終需要家までの排気削減。2017年比で、2030年までに50%超、2040年までに100%の削減。
SDG 9(産業、イノベーションおよびインフラ)とSDG 11(持続可能なコミュニティと都市)	・ 配電施設の質、回復力、デジタル化の投資で、2024年～2026年の目標は800百万ユーロ以上。
SDG 7(手頃な価格で清潔なエネルギー)	・ 2026年までに固定価格顧客向けに販売されるエネルギーの約90%が非排出資源からのものとなるよう、クリーンな電化を推進する。 ・ 収益性と資金配分の柔軟性を高めるため、新しい形で外部パートナーを組み入れた、再生可能容量の開発のための4,300百万ユーロの投資。 ・ 2026年までに13,900メガワットの再生可能容量を目指し、イベリア半島の無排気発電を93%にする。

エンデサは、持続可能な開発目標(SDGs)4、7、8および17にも間接的に貢献する。

持続可能な開発目標(SDG)	エンデサによる間接貢献度
SDG 4(品質教育) SDG 8(ディーセント・ワークと経済成長) SDG 7(手頃な価格で清潔なエネルギー)	2024年～2026年には、年間310,000人の受益者が学歴、エネルギー入手手段、就業状況、経済成長を達成する。
SDG 17(目標パートナーシップ)	・ モデルチェンジを可能にするパートナーシップを通じて脱炭素化への挑戦をリードする。

これらの持続可能な開発目標(SDGs)は、エンデサにとって優先すべきことであるとみなされている。そのため、エンデサはすべての持続可能な開発目標(SDGs)に関連する決定的な行動を取るが、これらを達成することをより重要視しており、その導入以来、目標を設定し、報告を行っている。この目的に関して、2024年-2026年持続可能性計画は、2030年アジェンダに貢献する今後3年間についてのロードマップを設定し、普遍的枠組と持続可能性戦略を提携する。

3 【事業等のリスク】

一般的リスク管理および統制方針

一般的リスク管理および統制方針は、目標の達成に影響を及ぼす可能性があるすべての種類のリスクの管理および統制に関する基本原則および一般的な枠組を策定し、当該リスクが、設定されるリスクのレベルの範囲内で、体系的に特定、分析、評価、管理および統制されることを確実にする。一般的リスク管理および統制方針は、財務的か非財務的かを問わず、当社が直面する様々な異なる種類のリスク(運営上、技術上、法的、社会的、環境的、政治的および風評リスクならびに腐敗に関連するものを含む。)を特定する。財務的および経済的リスクは、偶発債務リスクおよびその他の連結財政状態計算書に記載されていないリスクを含む。

一般的リスク管理および経営方針は、エンデサの取締役会が受け入れ可能なリスク水準を正確に特定することを可能にする一連の戦略的、組織的、業務上の活動を導き、主導することを目指しており、それにより、様々な事業ライン、職員および業務の機能の管理者が、当社の利益を最大化し、その公平性およびその確実性を一定水準以上に維持または増加させ、将来の不確実な事象が当社の利益目標の設定、その事業運営、持続可能性、回復力または評判を長期にわたって持続的に損なうことを防ぎ、適切な水準の保証を株主に提供し、その持分、顧客および他の利害関係者を保護することができるようにする。

特定される可能性のあるリスクを制御し、軽減することを目的としたエンデサのリスク管理および経営方針の原則は、以下の通りである。

	原則
エンデサの総論危機管理・経営方針	当社に影響を与える可能性のある全ての関連リスクについて、特定、定量化、軽減および情報化を継続的に実施できる規制システム、人員、手段およびシステムの存在
	様々なリスク管理分野とシステムの間の調整メカニズムとともに、十分な機能のアンバンドリングを確保する。
	リスクは、エンデサ社の戦略、目標、重要な価値基準に沿ったものでなければならず、取締役会が設定した目的および限度にリスク水準を確実に適合させなければならない。
	統合的な視点からリスク管理・経営を最適化し、それぞれのリスクの個別経営を優先する。
	ヘッジ、移転、軽減メカニズムの適切性とベスト・マーケット・プラクティスの適用を保障するための継続的な評価。
	本件事業を管理する規則に従い取引が行われることを保障するために、税務規定を含む現行法の継続的な監視。
	規制遵守、コーポレート・ガバナンス、贈収賄防止のための規定、特に倫理規程と不正行為に対するゼロ・トレランス・計画に特に重点を置いた、社内規則の尊重と遵守。
	安全はエンデサにとってナンバーワンの関心事であり、エンデサで働く人々の健康と安全は常に守られなければならない。
	持続可能な発展、効率性、環境と人権の尊重へのコミットメント。
	ロイヤルティと透明性の原則、本原理に基づくリレーションシップの一環として、株主の皆様に利益をもたらすために、利用可能な原資の責任ある最適化。

一般的リスク管理および統制方針は、事業ライン、スタッフおよびサービス機能に特有の他のリスク方針により、また、上記それぞれの最適のリスク管理に関して設定される制限により、作成され、承認される。

一般リスク管理および統制方針は、内部統制およびリスク管理制度により実施され、内部統制およびリスク管理制度は、組織、原則、規制制度ならびにリスク管理および統制プロセスにより構成される。

内部統制およびリスク管理制度は、第一に、継続的なリスク特性の研究、リスク管理に関連するエネルギーまたは参考セクターにおける現在の最良の実務の適用、同一の種類のリスクの統一的な測定のための基準ならびにリスク管理者およびリスク統制者の分離に基づく、また、第二に、引き受けられるリスクとエンデサの取締役会が定める目標の間で十分なバランスを確保しつつ、引き受けられるリスクと事業の運営に必要な資金の間の連携を確保することに基づくモデルに従う。部分的に基づき、また、引き受けられるリスクと事業の運営に必要な資金の間の連携を確保すること、およびエンデサの取締役会により設定されたとおりにリスク・リターン比率を最適化することを追求する。

当社のリスク管理および統制モデルは、3つの防御モデルに基づく方法に従う国際基準と一致する。

内部統制およびリスク管理制度は、機能の十分な分離を確保する独立したリスク管理および統制機能により組織される。当該リスク統制プロセスにおける主な管理組織は、以下のとおりである。

主な管理組織	説明
リスク委員会	・ 特に税務リスクを含むすべてのリスク(ただし、犯罪的性質のリスクおよび報告に関する内部統制システム(ICRS)に関連するリスクを除く。)の管理および監督を監視し、自らの審議の結果および結論を監査および法令遵守委員会に提出する。
透明性委員会	・ 透明性委員会は、最高経営責任者が議長を務め、経営管理委員会のメンバー全員ならびに財務的および非財務的情報の作成、検証および開示に直接関与しているエンデサ経営陣の他のメンバーを含む、エンデサの最高経営幹部によって構成される。その主な目的は、外部に開示される事実、取引、報告およびその他重要な事項を評価し、公開情報の提示に関する方法およびタイミングを決定することによって、財務的および非財務的情報の一般的原則(秘密性、透明性、一貫性および責任)の遵守および正確な適用を確保することである。また、透明性委員会は、報告に関する内部統制システム(ICRS)において策定される統制ならびに情報の外部への開示に関する内部統制および手続の遵守および有効性、ならびに市場開示に関する内部統制および手続に関する結論の評価について責任を負うエンデサの管理組織であり、この点に関して是正または防止行為を行う。透明性委員会の結論は、監査および法令遵守委員会(CAC)に提出される。
犯罪および贈収賄モデル防止委員会の監督	・ 犯罪リスクに関連する主導権および統制の自主的な権限を有する合議制の組織である。当該委員会は、監査および法令遵守委員会(CAC)を直接的に監督する。当該委員会は、エンデサが刑事上の責任を負う可能性がある犯罪のリスクの防止に関するモデルの遵守および更新を監督する。

一般的リスク管理および統制方針は、内部統制およびリスク管理制度を、規則、手続、管理および情報システムを相互に結合した制度であると定義する。その一環として、全体的なリスクは、様々なリスク・エクスポージャーおよびリスク区分に関する影響の軽減を考慮に入れて、エンデサが晒されているすべてのリスクの全体像に起因するリスクと定義される。これは、エンデサの事業ユニットのリスク・エクスポージャーが連結され、評価されること、ならびにリスクおよび資本の適切な利用に関する意思決定に関して対応する管理情報が策定されることを可能とする。

リスク統制および管理プロセスは、リスクの経時的な特定、評価、監視および管理によって構成され、エンデサが晒される主要なリスク(内在的(内部的要因による)か外因性(外部的要因による)かを問わない。)を想定する。

リスク統制および管理プロセス	説明
特定	・ リスク特定プロセスの目的は、目標の達成を妨げる、損なう、または遅らせる可能性のある事由に基づいて、リスク表を作成することである。当該特定には、その発生源が組織の管理下にあるかどうか、またはそれが管理不能な外部要因によるものかどうかにかかわらず、リスクを含める必要がある。
評価	・ 目的は、その後の優先順位付けを可能にするため、すべてのリスクの経済的および評判への影響を測定するために利用可能なパラメータを取得することである。この評価には、シナリオの評価ならびに影響および見込みの分布の評価に基づく潜在的損失の見積等、リスクの特徴に従った様々な方法が含まれる。
監視	・ この目的は、リスクを監視し、設定された許容度の範囲内にリスクを留めることを可能にする管理メカニズムを策定し、また、適切な管理措置を講じることである。
管理	・ この目的は、あらゆる場合において設定された許容度を尊重して、最適な水準にリスク水準を調整することを目指す活動を実施することである。

エンデサの取締役会により設定および承認される一般的リスク管理および統制方針は、他の特定の文書および方針(たとえば、エンデサの取締役会によって承認され、リスクおよび管理の一覧を定義する「税務リスクの管理および統制に関する方針」または「犯罪および贈収賄防止方針」)が依拠する制度の中心的要素である。

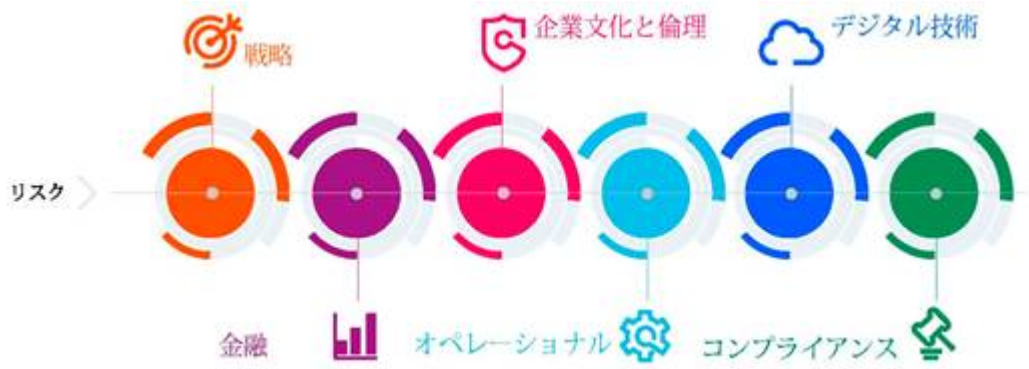
さらに、会社が晒されているリスクの管理および統制への関心の高まりの観点から、かつ、包括的な観点からのリスクの特定が複雑であることを考慮すると、従業員がこのプロセスのすべての段階に参加することが重要である。この点に関して、リスク・ポストが、従業員による市場リスクの特定を助け、かつ当該リスクを軽減する手法の案を提案できるように創設され、これにより、既存のトップダウン式のリスク管理および統制体制、ならびにポストおよび倫理的な言動の違反、犯罪リスク、税務リスクおよび雇用リスクに関連した連絡を送付するための特定の手続を実施する。

エンデサのリスク管理およびデリバティブ金融商品の使用に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42および44に記載されている。

リスク管理に関するさらなる情報については、エンデサのウェブサイト(https://www.endesa.com/es/accionistas-e-inversores/gobierno-corporativo/politicas-corporativas.html)で掲載されている一般的リスク管理および統制方針を参照のこと。

リスク区分

エンデサは、自らが晒されているリスクを6つの区分に分類する。すなわち、戦略、金融、オペレーショナル、コンプライアンス、企業文化と倫理、ならびにデジタル技術関連である。



リスク一覧は、管理プロセスに関与する当社のすべての分野に関する参考資料である。共通の言語を採用することで、エンデサ内におけるリスクのマッピングおよび組織的な提示が容易になり、当社のプロセスおよび経営に関わる組織上の単位の義務に影響を与えるリスクを特定することが可能になる。

エンデサの活動に影響を及ぼす可能性のあるリスクは下記の「主要なリスクおよび不確実性」に記載されている。

リスク管理および統制

エンデサでは、リスク管理および統制プロセスを確立し、様々なリスク・エクスポージャーとリスク区分の間の緩和効果、ならびにリスクおよび資本の適切な利用に関する意思決定に関して作成される、対応する管理情報を考慮に入れ、エンデサが晒されているすべてのリスクの全体像を把握できるようにしている。

リスク委員会は、すべてのリスク(特に税務リスクを含み、犯罪的性質のリスクおよび報告に関する内部統制システム(ICRS)に関連するリスクを除く。)の管理および監視を監督する。リスク委員会の責務は以下のとおりである。

委員会	責務
リスク委員会	・ リスク戦略の立案およびリスク管理に関する重要な意思決定に積極的に参画する。 ・ リスク管理および統制制度が適切に機能し、当社に影響を及ぼすすべての重要なリスクが適切に特定、管理および測定されることを確保する。 ・ 内部統制およびリスク管理システムがリスクを適切に軽減することを確保する。 ・ 上級経営陣の戦略的リスク管理および統制決定への参加を確保する。 ・ エンデサの取締役会に対し、現在および予測可能なリスク・エクスポージャーの総合的見解を定期的に提供する。 ・ リスク管理ユニットおよびその管理下にあるユニットの連携を確保する。 ・ リスクが、すべての決定において、またエンデサのすべてのレベルにおいて、考慮されるべき要素としてみなされる文化を促進する。

リスク委員会は、少なくとも四半期毎に招集および開催され、エンデサにおけるリスク・エクスポージャーに関連する主要な結果および結論を分析し、すべてのリスクの管理およびモニタリングを監督する。当該委員会は、審議および結論を監査および法令遵守委員会に報告する。

リスク委員会は、リスク管理および統制に関連する主要なリスクモニタリング指標および事象に関する情報を定期的に受領する。当該委員会のメンバーは、臨時のまたは重要な業務の場合、いつでもリスク管理戦略を承認または提案するための会議を招集することができる。

リスク統制部門は、内部統制およびリスク管理システムの手続および規則を定めること、エンデサに影響を及ぼすすべてのリスクが一貫的かつ定期的な方法で適切に特定され、定義され、管理され、かつ数値化されることを保証すること、ならびにリスク・エクスポージャーおよび実施される統制活動を監視することを、リスク委員会により委託される部門である。

内部運営命令および手続に従って、リスク統制部門は、その適用の範囲におけるリスクに関して、以下の文書の作成を委託される。

報告	説明
リスク選好度枠組	・ これは、主要なリスク指標、許容可能とみなされるリスク水準ならびに管理および軽減メカニズムを決定する。当該枠組は、エンデサの取締役会によって承認される。
リスクマップ	・ これは、重要なリスクの優先付けされた見解を提供し、エンデサの取締役会によって承認される。
監督報告	・ これは、設定された限度の遵守およびリスクに対応するための軽減措置の有効性を保証し、その結論は、定期的に監査および法令遵守委員会(CAC)に報告される。

リスク統制部門は、これらの機能の実行において、特定の補足的なリスク統制および管理モデルおよび方針を有する他の部門および委員会の支援を受ける。したがって、たとえば、税務の分野において、エンデサの取締役会は、税務リスクの管理および統制に関する方針も承認した。この方針は、税務ユニットおよびエンデサの税務に関与する他の部門の従業員が税務リスクの統制および管理に関するエンデサの税務戦略で設定される目標を達成することを可能にする、戦略的、組織的および運営的行為の指導および指示を行う。

エンデサは、内部管理およびリスク経営機能の業績を評価したPwCの最新の報告書によれば、上場当社の1つであり、適用可能なベストプラクティスに最も近い電気部門、事業の1つである。この評価は、監査および法令遵守委員会(ACC)によって選定された独立した外部専門家により、内部リスク管理および経営機能の遂行の評価が定期的に行われなければならないとする監査および法令遵守委員会(ACC)の規則の規定を満たしている。

報告に関する内部統制システム(ICRS)

上場会社が市場に開示する財務・非財務/持続可能性報告の質と信頼性は、市場が当社に付与する価値に大きく影響する信頼性の鍵となる要素である。不適切または質の低い財務報告または非財務報告は、当社の価値の重大な低下を引き起こし、その結果、株主に損害を与える可能性がある。

財務情報および非財務/持続可能性報告に関する内部統制システム(ICRS)は、当社の内部統制の一部であり、それによって当社が内部および外部の財務情報および非財務/持続可能性の信頼性に関して合理的な保証を提供する包括的な一連のプロセスから構成されている。

エンデサの内部統制ユニットは、エンデサS.A.が市場に報告する財務および非財務/持続可能性が信頼でき、適切であることを合理的に保証するために重要と考えられる、報告に関する内部統制システムの重要なプロセス、活動、リスクおよび統制を特定する責任を負う。

エンデサの報告に関する内部統制システム(ICRS)の一部を構成するプロセスの文書には、財務報告および非財務/持続可能性報告プロセスおよびその後の開示(承認および処理を含む。)に関連する活動に関する詳細な説明が含まれており、以下を基本的な目的とする。

基本目標
・　発電に直接的・間接的に関わる重要工程の特定。
・　財務報告の重大な誤り(典型的には、完全性、妥当性、認識、カットオフ、計測および表示に関連する。)を生じさせる可能性のあるこれらのプロセスに内在するリスクの特定、または非財務/持続可能性報告における大幅な誤りの特定。
・　これらのリスクを軽減するために実施されている統制の特定と分類。

2023年、エンデサの報告に関する内部統制システム(ICRS)は85のプロセスを実施した。関連団体の統制を含む1,800以上の統制活動(「統制」とも呼ばれる)がある。さらに、200以上のIT総論制御(ITGC)活動がある。

工程段階では、エンデサは、全団体に共通する以下の10の事業周期を特定した。

事業循環
1.　固定資産
2.　決算
3.　資本投資
4.　金融
5.　棚卸資産
6.　人件費
7.　調達サイクル
8.　収入循環
9.　法人収益税以外の税金
10.　サステナビリティ

当社のすべてのステークホルダー(株主、投資家、金融機関、監督機関、市民団体、供給者、顧客など)とのコミュニケーションの重要な機能であるコーポレート・レポーティングは、さまざまな情報源からの情報に基づいている。実際には、多かれ少なかれ、エンデサの組織ユニットのほとんどすべてが、コーポレート・レポーティング・プロセスと関連する情報を提供している。情報の透明性と正確性の遵守が、それぞれの関心分野において、エンデサを構成するすべてのユニットの責務であるのはこのためである。この全領域の共通責任は、まさに報告に関する内部統制システム(ICRS)の機能の要となっている。

エンデサの報告に関する内部統制システム(ICRS)のすべての文書は、企業のITツールに含まれている。情報は、当社の事業および統制の変化を踏まえ、継続的に更新している。

エンデサは、報告に関する内部統制システム(ICRS)を、半年ごとに評価し、報告に関する内部統制システムの各統制ヘッドが設計および有効性を評価する。当該モデルの中で、進行中の報告に関する内部統制システムの確認も、独立専門家によって行われる。

半年ごとの評価の終了時に、エンデサの上級経営職は、透明性委員会で会合し、進行中の評価および照合プロセスで得られた業績に基づいて、報告に係る内部統制の適切な機能に関する結論に達する。必要に応じて、発生した可能性のある欠陥または改善の機会を是正するための行動計画が策定される。調査結果は以下に報告される。

1) 取締役会。法人企業法(「LSC」)に従って、内部情報および統制システムについて委任できない監督義務を有する。

2) 監査および法令遵守委員会(「CAC」)。法人企業法(「LSC」)に従って、その機能には、エンデサの内部統制の有効性の監督が含まれる。

また、2017年以降、エンデサの監査および法令遵守委員会は、毎年、独立した専門家を招いて、エンデサの報告に関する内部統制システム(ICRS)の機能と有効性について包括的な評価を行っている。この評価の業績は、監査および法令遵守委員会の年末会合において、独立した専門家により提示される。

エンデサの犯罪および贈収賄防止モデル

エンデサは、自らの企業責任の持続可能な遵守は、すべての意思決定プロセスにおける事業倫理の点で優れていることも常に含む必要があると認識している。これは、この分野における最も先進的な国家的および国際的な基準、慣行および原則の厳格な遵守が事業活動の基礎の1つである企業環境において理解されなければならない。

刑法に関する11月23日付基本法1995年第10号を改正する6月22日付基本法2010年第5号は、法人に適用される違反を含むだけではなく、これらを防止し、発見するための監督および管理措置を策定する必要性にも言及する。この法的体制は、法人が犯罪の防止および発見の分野における自らの努力を証明することを可能にする管理および統制制度に関する要件を詳述する、3月30日付基本法2015年第1号により改正された。刑法に関して11月23日付基本法1995年第10号を再度改正した2月20日付基本法2019年第1号は、財務およびテロリズム分野において欧州連合(EU)指令を置き換え、国際的な問題に対処した。さらに直近では、ジェンダーフリーの包括的な保証に関する2022年9月6日付基本法2022年第10号が、法人の刑事責任の特定の面を追加で修正した。

これらの法的要件に即して、エンデサは、犯罪行為の発見および防止の分野に関する十分な管理および統制制度の必要性を満たした内部規則を有する。

この制度は、主に、エンデサに適用される以下の基準により構成される。

規制	説明
犯罪および贈収賄防止モデル	・ 法人の刑事責任に関する適用ある規制の規定を遵守した、社内の犯罪を防止するための統制システムをエンデサに提供する文書
倫理規程	・ エンデサの従業員(取締役であるか何らかの種類の従業員であるかを問わない。)が引き受ける、事業および事業活動の運営における倫理的約束および責任を規定する文書
汚職の絶対禁止の一般原則	・ 国連グローバル・コンパクトのメンバーとなった結果である、腐敗との戦いについてのエンデサの確固とした約束を表明する文書
企業倫理プロトコル	・ 利益相反、排他的献身および商業上の競争の問題に関する行動プロトコル ・ 贈り物、贈与および恩恵の受諾に関するプロトコル ・ 公務員および当局との取引に関する行動プロトコル

これらの内部規則は、犯罪および贈収賄防止遵守方針(当社がすでに言及したものと併せて、エンデサS.A.の犯罪規制および贈収賄防止遵守管理制度を構成する。)によって補足される。これは、この分野におけるスペインの法的要件を尊重するだけでなく、エンデサS.A.等の先進的市場において最高水準の取組みをもって営業する組織に対する合理的な期待を満たすために十分な規定の統合体である。

さらに、2023年6月には、2月20日付2023年法律第2号遵守のための所要の措置を採択し、規制違反や汚職との闘いを報告する者の保護を規制し、特に方針、報告された事実を管理するための手続き、および担当者を含む遵守方式からなる公益通報者保護制度を実施し、関連する社内チャンネルを通じて適切な経営を可能にした。内部通報者保護制度は、情報を匿名で提出する権利、あらゆる形態の報復の禁止、支援措置、個人情報の特別な保護を保障するものであり、これは、エンデサがこの分野で適用される最先端の倫理・規制遵守原則、本原理を遵守するという約束をより一層表している。

2023年12月31日時点で、3,758人の従業員(41.6%)が贈収賄防止方針および手続に関する研修を受けた(2022年12月31日時点では4,926人の従業員(53.2%))。

2017年10月以降、エンデサの犯罪および贈収賄防止遵守管理制度は、「UNE 19601」(コンプライアンス管理)および「UNE-ISO 37001」(贈収賄防止管理)基準に従って、AENORにより承認された。これらの承認は、当該日付以降、無事に更新されており、連結経営報告書の作成日時点で引き続き有効である。

監査および法令遵守委員会は、犯罪および贈収賄防止遵守制度の正確な適用の確保について責任を負い、これに関して当該委員会は監督委員会(自らの機能の行使において主導権、管理および独立性の自主的権限を付与され、その権限および行動原則が規則において策定される合議制の組織)の援助を受ける。監督委員会は、運営規則に従って犯罪リスクの防止を含む特定の機能を有する監査および法令遵守委員会(CAC)に、単独に、かつ独占的に報告する。

エンデサは、犯罪および贈収賄防止遵守制度の一環として内部通報チャネルを有しており、当該チャネルを通じて、特に犯罪リスクおよび贈収賄防止に関連する違反の報告がなされる。2023年、エンデサは、倫理規程に適切に沿ったすべてのプロセスを完全に遵守した。

倫理規程のさまざまな違反について受け取った報告についての詳細な情報が以下の通りである。

	数		Chg (%)
	2023年	2022年	
内部通報チャネルを通じて倫理規程違反の可能性について受領された内部通報合計数	12(1)	12	-
証明された違反	3(2)	3	-
腐敗および/または詐欺に関連するもの	-	1	-

(1) 2023年に報告され、現在検討中の事例1件を含む。
(2) 3件の違反が検証され、その情報は、特に個人データの保護に関して、適用される規則により課される秘密保持義務の対象となっている。

主要なリスクおよび不確実性

エンデサの事業は、当社の事業運営の実績および収入に影響を与えうる外部要因を背景として行われている。

進行中のロシアとウクライナ間の紛争、中東の紛争および現在のマクロ経済環境により、エンデサは不確実性の拡大に対処しなければならず、その事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場の経済状態の悪化、ならびに規制環境により、影響を受ける可能性がある。

その結果、現在、特定のリスクについて重要性が高まり、他のリスクはより不安定になった(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)。

このように、インフレが高まり、金利が引き上げられ、金融が混乱している環境において、予測または管理が困難な特定のリスク(電力セクターにおける規制の変更、サイバーセキュリティ、一時的な財政措置、供給および契約の履行の遅延、ならびにクレジットへのアクセスの制限の強化を含む。)が存在する。これらの問題により、戦略計画の目標の達成がさらに困難となり得る。

エンデサに影響を及ぼす主要なリスクの詳細

エンデサの事業運営に影響を及ぼす可能性がある主なリスクは次のとおりである。

区分	セクション	リスク	定義	基準	関連度(3)
戦略上のリスク	a.1、a.2、a.3、a.4およびa.5	法令および規制上の展開	エンデサの活動は厳重に規制されており、規制上の変更は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。	シナリオ(1)	高
		気候変動	エンデサは、物理的側面および移行に関連するものの双方に影響を及ぼす人為的な気候の変化によって影響を受ける。		
		戦略計画	エンデサは、エンデサの将来およびその持続可能性に影響を及ぼす決定を行う。これらの決定は、エンデサの支配が及ばない、または予測が困難である相当のリスク、不確実性、状況の変化およびその他の要因に左右される。		
		マクロ経済および地政学上の動向	エンデサの事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場における不利な経済状況または政治状況の影響を受ける可能性がある。		
		活動における競争	エンデサは、その事業活動において競争に晒されている。		

金融リスク	b.1、b.2、b.3、b.4、b.5およびb.6	商品	エンデサの事業は、発電のための安定的な燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他商品の供給に大幅に左右され、それらの価格は市況の影響を受けるものであり、エンデサが販売する価格およびエネルギー量に影響を及ぼす可能性がある。	確率(2)	高
			エンデサの事業は天然資源、気候および天候の変化の影響を受ける可能性がある。	確率(2)	中
		為替相場	エンデサは外国通貨リスクに晒されている。	確率(2)	高
		金利	エンデサは金利リスクに晒されている。	確率(2)	高
		自己資本十分性および資金調達アクセス	エンデサの事業は、債務を借り換えるおよび資本的支出を賄うために必要な資金を取得できる能力に左右される。		
		流動性			
		信用およびカウンターパーティー	エンデサは信用およびカウンターパーティーリスクに晒されている。 信用リスクは、カウンターパーティーが財務上または商業上の契約に基づく義務を充足しない場合に生じ、財務損失を生じさせる。	確率(2)	高
デジタル技術に関するリスク	c.1およびc.2	サイバーセキュリティ	エンデサはサイバーセキュリティリスクに晒されている。	-	(4)
		デジタル化	エンデサは、企業目標の達成に貢献する営業効率性、ならびに事業、システムおよびプロセスの継続性を保証する、情報技術に関する活動を管理する。		
オペレーショナルリスク	d.1、d.2、d.3、d.4、d.5、d.6およびd.7	事業中断	エンデサは新たな発電および供給設備の建設に伴うリスクに晒されている。	シナリオ(1)	中
			エンデサの活動は、予定しない利用不可能およびその他のオペレーショナルリスクの結果となり得る不履行、故障、予定された作業を行う際の問題またはその他の問題によって影響を受ける可能性がある。	シナリオ(1)	中
		資産保護	エンデサの保険の対象および保証は十分ではなく、また損害を完全にカバーできない可能性がある。	-	(4)
		環境問題	エンデサが実施する事業が、国際的、国内的、地域的な環境関連法規則との非遵守の結果、法的または行政的制裁、経済的または金融損失、レピュテーション上の損害を被るとともに、環境および生態系の質に悪影響を及ぼす可能性がある。	確率(2)	低
		人材および組織	エンデサの事業の成功は、エンデサの経営陣および主要な従業員が提供するサービスの継続性に左右される。		
			エンデサは、労働衛生および安全性(OHS)ならびに流動的な社会的対話を優先的な目標とみなす。これらの目標を達成できないことは、エンデサの事業、イメージ、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。	-	(4)
		調達、物流およびサプライチェーン	エンデサの事業は、サプライヤーとの関係が維持できないこと、または利用可能なサプライヤーの提供物が量または品質の点で不十分であること、およびサプライヤーが提供サービスの条件を維持できず、営業可能性および事業機会を限定することにより、悪影響を受ける可能性がある。	確率(2)	低

		データ保護	エンデサは、個人データの保護を保証するため、最先端技術に基づく、最高の安全基準および不測の事態の基準を使用している。		
		独占禁止法および消費者権利の遵守	過去または将来における競争法および独占禁止法の違反は、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。		
コンプライアンスのリスク	e.1、e.2、e.3、e.4、e.5およびe.6	その他の法令の遵守	エンデサは訴訟および仲裁手続に関わっている。 ENELグループはエンデサの株式資本および議決権の過半数を支配しており、ENELグループの利害関係はエンデサの利害関係と対立する可能性がある。	-	(4)
		税務コンプライアンス	エンデサは、エンデサが採用する解釈とは異なる税務当局による規則の解釈またはエンデサが採用する税務上のポジションに関する第三者による誤った認識のいずれかに由来する税務リスクによって影響を受ける可能性がある。		
			エンデサは、一部であるまたは一部であった税グループに対応する、所得税および付加価値税(VAT)負担の責任を負う可能性がある。		
コーポレートガバナンスおよび文化のリスク	f.1	企業文化および倫理	(i)事業プロセスや事業における当社が定義する倫理的原則への統合が不十分であること、(ii)多様性の原則と機会均等を確保するような方針や手続きを実施できないこと、(iii)エンデサの倫理的価値観に反する従業員や幹部による無許可の行動のリスク。	-	(4)

(1) シナリオ：仮定的状況に起因する損失として算出される。
(2) 確率：特定の水準の確率または確信をもって被りうる損失として算出される。
(3) リスクの重要度は、潜在的な見込まれる損失に基づき測定される。高(75百万ユーロ超)、中(10百万ユーロ以上75百万ユーロ以下)および低(10百万ユーロ未満)
(4) これらは、その影響を経済的に測定することが困難であるリスクに関連する(通常、高い影響および確率であって、軽減メカニズムが実施された後、非常に低くなるか、または判断するのが非常に難しくなる。)。

a) 戦略上のリスク

a.1 エンデサの事業は厳重に規制されており、規制の変更は、当社の事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの子会社は、電力料金ならびにスペインおよびポルトガルにおける事業のその他の面において、広範囲の規制に服しており、その規制は多くの面でエンデサが事業を行う方法ならびに製品およびサービスから受領する収入を決定する。

エンデサは、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)を含む公的および私的機関により適用される一連の複雑な法律およびその他の規制に服している。新しい基準の導入または既に有効な基準の改正は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

セクター別の規制に関する情報は、「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) 事業の概観 規制枠組み」および「第6 経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6において見つけることができる。

また、欧州連合は、加盟国に関して、特に排出、効率性および再生可能エネルギーに関する目標を含む行動枠組みを策定した。

新たな要件の導入または既存の要件の変更は、エンデサがこれらから生じる環境を正確に適応および対応させることができない場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

新しい経済及び産業モデルの傾向およびエンデサの戦略的プランに関する情報は、「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 －エネルギー政策の背景－、－戦略計画2024年-2026年－および－主な金融指標－」ならびに「2 サステナビリティに関する考え方及び取組 長期的な計画および2040年を目処とする完全な脱炭素化」においてそれぞれ見つけることができる。

a.2　エンデサは、物理的側面および移行に関連するものの双方に影響を及ぼす人為的な気候の変化によって影響を受ける。

エンデサは、気候変動との戦いにおいて確固たるコミットメントをしており、したがって、最高レベルの経営陣において決定がなされる。戦略の承認について責任を負うのは取締役会であり、上級経営陣がその策定および実施について責任を負う(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1を参照のこと。)。

この取組みの証明として、エンデサは、クリーンな電力の拡大を見据えた当社事業について定めた2024年-2026年に関する戦略計画を更新した(「1　経営方針、経営環境及び対処すべき課題等　戦略計画2024年-2026年」を参照のこと。)。

リスクおよび機会の特定プロセスは、気候変動に関連するもの、規制、新技術、市場の変化および評判に関連するもの、ならびに気候変動に関する潜在的な物理的影響に関連するものを含む。

気候変動については、エクスポージャー(施設に影響を及ぼし得る気候の影響)、センシティビティ(事業または施設に関する潜在的な影響およびその影響)、および脆弱性(財務上、技術上および知識上の要件を考慮して気候変動の影響を克服するために適合させる能力)を考慮して、策定されたリスク許容度に基づき、リスクが評価される。

気候変動およびエネルギー移行は、エンデサの活動に影響を及ぼすと予想される。気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD)が推奨するように、異なる種類のリスクおよび機会ならびにエンデサの事業へのそれらの影響を特定するため、エンデサは、参照枠組みを定めた。リスクは、物理的リスクおよび移行リスクに分類され、以下のとおりである。

気候変動に関連するリスクおよび機会	
移行リスク	・　より持続可能なモデルへのエネルギーの移行について言及すると、二酸化炭素(CO_2)排気の革新的削減を特徴とするリスクと機会は、規制と規制上の文脈、技術の開発、電化およびそれに伴う市場の開発の進展に結びついている。
物理的リスク	物理的リスクは、急性(極端な現象)および慢性事象に分類される。 ・　急性(極端な事象)：これらは、極端な強度の気象条件と関係がある。このような場合により、エンデサは、その施設やインフラ、修理費用、お客様からのクレームなどにより、潜在的な利用不能(その期間は様々である。)にさらされている。 ・　慢性：気候条件の漸進的および構造的変化に関連する。気候条件の慢性的な変化により、エンデサは、様々な技術に関する生産システムの変更および電力需要の変化等、その他のリスクおよび機会に晒される。

エンデサは、すべての機会をとらえる準備を整えることで、移行をリードし、可能にすることを決定した。上述したように、当社の戦略はエネルギーの移行に完全に焦点を当てており、90%以上の計画投資が持続可能な開発目標(SDGs)の1つを改善することを目的としている。これにより、エンデサは、中長期的に確認された関連する現象を考慮に入れる姿勢で、設計段階からリスク軽減を採用し、チャンスを最大化することが可能になる。これらの戦略的意思決定は、当社で実施されているベスト・オペレーティング・プラクティスに支えられている。

以下は、リスクおよび機会の枠組であり、物理的および移行シナリオとエンデサの事業に影響を及ぼす要因の間の関係性を強調する。

シナリオ	分類	区分	範囲	リスクおよび機会	管理形態
物理的急性	急性	極端な現象	短期から(1-3年)	リスク：極端な気象および気象現象は、強度の点において、資産被害および操作不能の影響を引き起こす可能性がある。	エンデサは、可能な限り短期間での活動の回復を管理するため、最良の慣行を採用する。保険リスク管理について、エンデサは、財物リスクについて「紛失防止」プログラムを行う。また、これは、自然事象に関する主要なエクスポージャー要因の評価も目的とする。将来的に、より長期にわたって発生すると見込まれる気候に関する展開の変動も、評価において考慮される。
物理的慢性	慢性	市場	中期(2027年から2034年)および長期(2035年から2050年)	リスク/機会：気温に左右される電力需要の高低、変動が事業に影響を及ぼす可能性がある。再生可能エネルギーの増産または減産は、資源の利用可能性の構造変化にも影響される。	地理的および技術的多様性により、個別の変化(プラスのものかマイナスのものかを問わない。)の影響を軽減することができる。天気事象の影響を適切に管理するため、天気予測活動、ならびに施設のリアルタイムな監視および管理、再生可能資源の利用可能性における慢性的な変動の可能性の評価を目的とする長期気候シナリオが行われる。
移行		政策および規制	短期から(1-3年)	リスク/機会：価格および二酸化炭素(CO_2)価格排出方針、エネルギー移行の方針およびインセンティブ、マーケットデザインの見直し、ならびに許容される手続およびレジリエンス規制	エンデサは、段階的な脱炭素化を通じたリスクへのエクスポージャーを最小限に抑え、事業を顧客のための再生可能エネルギー、配電網および商品・業務の開発に集中させる。エンデサの戦略的行為は、エネルギー移行について、潜在リスクを軽減し、機会を利用することを可能にする。また、エンデサは、政策および規制を定める公的手続ならびに他の利害関係者との対話プラットフォームに参加する。
移行		市場	中期から(2027年から2034年)	リスク/機会：商品およびエネルギーの価格の変更、エネルギー構成の動向、最終顧客の消費量の変化、市場の競争状況の変化	エンデサは、エネルギー移行志向の戦略と、再生可能発電の開発と需要の電化に対する強力な取り組みを通じて、チャンスを最大化している。エンデサは、2つの代替的な移行シナリオを考慮して、商品価格の動向、自然エネルギーのエネルギー構成への浸透、需要の電化の影響を評価している。
移行		商品およびサービス	中期(2027年から2034年)	リスク/機会：需要の電化、電力輸送および分散型電源に関する新しい技術の浸透を考慮して、エネルギー移行による利益の増加/減少および投資能力の向上	エンデサは、新たな事業機会およびサービスにおいて、強力な戦略的地位により機会を最大化する。さらに、エンデサは、代替的な移行シナリオを考慮して、需要の電化に関する他の動向の影響を評価する。
		技術	中期(2027年から2034年)		エンデサは、電力インフラにおいて、新しい事業において強力な戦略的地位により機会を最大化する。エンデサは、代替的なエネルギー移行シナリオおよび電化技術の浸透の動向を考慮して、デジタル化および配電網レジリエンスに関連する対応策を測る機会を評価する。

表は、エネルギー移行シナリオのトレンドと物理変数のトレンドに基づいて特定されたリスクと機会の参照枠を示し、物理シナリオ、エネルギー移行シナリオ、およびエンデサの事業に影響を与える要因の間の関係を示している。これらの効果は、上述したシナリオ現象と関連して、3つの期間にわたって顕現化する。

- 短期-中期(1-3年。)。当該期間において、センシティビティ分析は、戦略計画に基づいて行うことができる。
- 中期(2027年から2034年まで。)。当該期間において、エネルギー移行の影響ならびに国家統合エネルギーおよび気候計画(PNIEC)の影響を評価することが可能である。
- 長期(2035年から2050年まで。)。当該期間において、エネルギー移行の最も顕著な効果に加え、気候レベルでの慢性的構造変化が見え始める。

気候変動に関連するリスクと機会を正確に特定し管理することを可能にするため、気候変動のリスクと機会を評価するための一般的な指針を記述した方針が2021年にEnelグループの段階で発表された。「気候変動：リスクと機会」と題されたこの文書は、気候変動とエネルギーの移行をエンデサのプロセスと事業に統合するための共有された手法を定義し、それによって事業の回復力を向上させ、適応と緩和の戦略に従い、持続可能な長期的価値を創出するための産業的および戦略的意思決定に情報を提供する。方針の主なステップは以下の通りである。

- 現象の優先順位付けとシナリオ分析：これらの活動には、エンデサに関連する物理現象と移行現象の特定、および考慮すべきシナリオのその後の作成が含まれ、それらは内外の情報源からのデータの分析と処理を通じて行われる。特定された現象については、シナリオ(例えば、再生可能資源の変更に関するデータ)と事業運営(例えば、期待される生産量の変更)を結びつける機能を開発することができる。
- 影響評価：統合されるプロセス(例えば、新規施設の設計や業務実績の評価など)に応じて、業務レベル、経済レベル、財務レベルでの影響を定量化するために必要なすべての分析や事業を含む。
- 事業活動と戦略行動：上記の活動から得られた情報は、プロセスに統合され、エンデサの事業に関する意思決定と活動に情報を提供する。これから利益を得る事業やプロセスの例としては、資本配分、例えば、現存する財産や新プロジェクトにおける投資の評価、レジリエンス計画の策定、リスク管理とリスクファイナンシング活動、工学・事業開発活動などがある。

リスクと機会の主な特定電源、気候現象を管理するための最良の作業慣行、および財務書類の発行のための承認日までに実施された定性的および定量的な影響評価について以下に説明する。これらの事業はすべて、処理された情報の解析、評価および管理の継続的な取り組みによって行われる。気候変動に関連するリスクと機会の開示プロセスは、気候関連の財務情報開示に関するタスクフォース(TCFD)の勧告に沿って、また、開示基準の進化に合わせて、年々漸進的かつ漸増的なものとなる。

a.2.1. 慢性および急性の物理的リスクおよび機会

物理的変数に関連するリスクおよび機会に関連して、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)が定めるシナリオを参照し、かつ前記で説明する参照枠組に基づき、電力需要および他の発電技術への影響は、特定される物理的リスクの区分について評価される。

慢性の物理的変化。関連する潜在リスクおよび機会

トリエステの国際理論物理センター(ICTP)とともに作成された気候シナリオに基づいて、2030年から2050年の間に大きな変化が明らかになる。慢性的な物理的変化による主な影響は、以下の変数に見ることができる。

変化	
電力需要	・ 空調に関する需要が変動する際に電力需要への潜在的な影響(増減)を伴う平均気温水準の変化
熱電発電	・ 冷却条件が変更する際に熱電発電への影響を伴う水塊の平均温度水準の変化
水力発電	・ 水力発電の潜在的な増減を伴う雨および雪、ならびに気温の平均水準の変化
太陽光発電	・ 太陽光発電の潜在的な増減を伴う太陽放射、気温および降雨の平均水準の変化
風力発電	・ 風力発電の潜在的な増減を伴う平均風量水準の変化

最も重要な慢性の物理的変化の影響は、各発電技術に関して特定された。生産性への影響を確認するため、個別に施設を検討して、分析が開始された。

以下の表は、エンデサの異なる施設タイプに関する主要な慢性の気候変動に関連する影響の重要度、および分析における対応する優先度を反映している。



再生可能発電に対する慢性的な気候変動の影響の解析

エンデサの設備での慢性的な気候変動の発電への影響を計算するために、一連のアドホックな機能が、それぞれの再生可能テクノロジー(風力、太陽光および水力発電)とプラントのために構築された。これらの機能は、気候変動要素(例えば、気温、日射、風速および雨量)のそれぞれの変化を、その発電量の観点から見た可能性の高い変化と結び付けたものである。

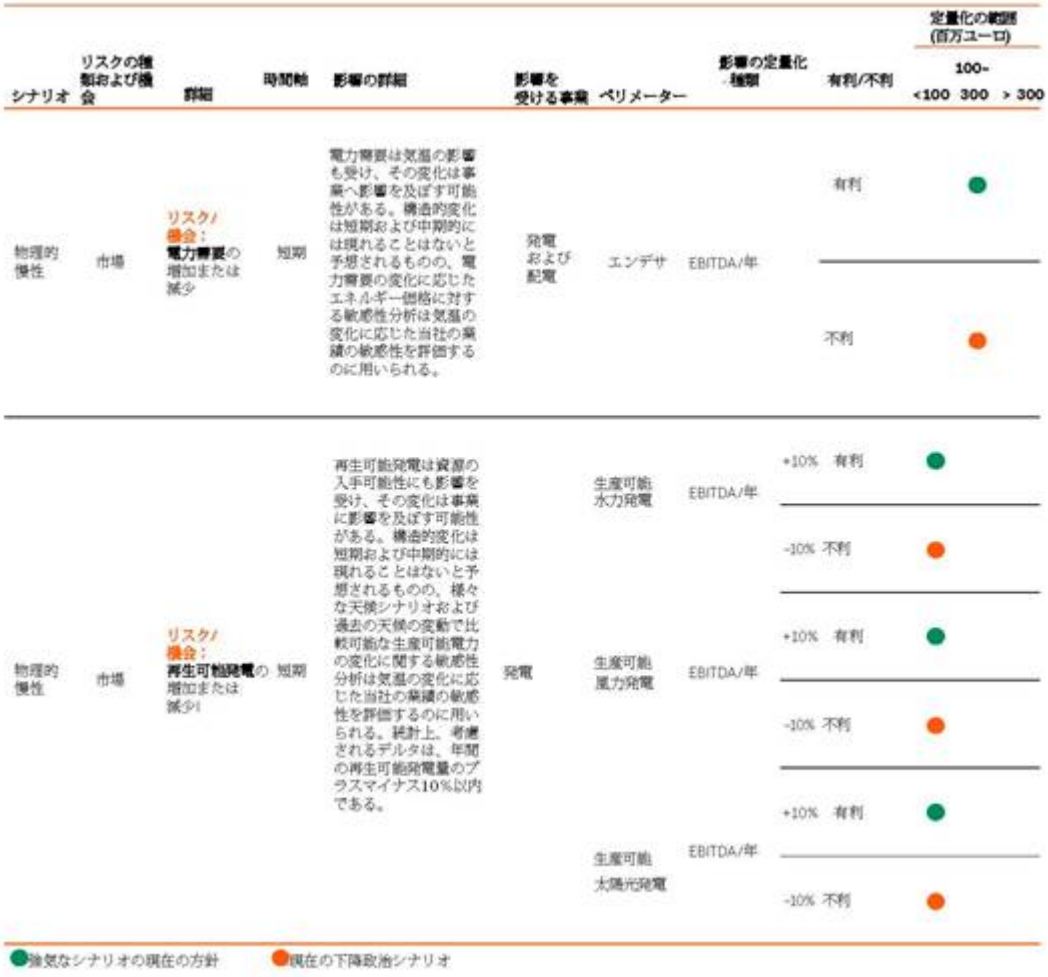
これらの機能を調整するために、気象/気候の変量に関する歴史的データ(1)と発電施設でのエネルギー生成に関して内部で入手できる情報から始めた。これにより、それぞれのプラントの具体的な特徴や再生可能技術に対応したコネクションの発電がもたらされた。これにより、可能性のある将来の気候変数予測に対する慢性的な気候影響の研究が促進された。

平均的な構造変化を伴う慢性現象に加えて、より短期的な気象に固有のボラティリティも研究しなければならない。戦略計画プロセスの一環として、気候シナリオによって予測される慢性トレンドの変動範囲に関する情報と気象データの過去の変動を、過去10年間の発電(テラワット時)の変動の分析に基づいてインプットとして使用した。

すべての気象および天候の変動は、発電のカバー必要量に関して調節を行うことになる。言い換えれば、発電施設による生産は、顧客のエネルギー必要量をカバーするための基礎となるが、再生可能生産の減少は、供給のインバランスを招き、商業的戦略をカバーするために市場で購入される不足エネルギーを必要とする可能性がある。反対に、再生可能エネルギー発電が増えれば、市場での購入量が減少する可能性がある(または売上が高くなる可能性もある)。

シナリオ分析から得られた最初の結論は、最近の物理的変数のトレンドにおける慢性的な構造変化が長期的に明らかになるであろうことを示している。しかし、潜在的影響の指標的な推定値を得て、慢性的影響の進捗を含めるために、戦略的計画は、歴史的な気象変動と長期的な気候変動の予測を念頭に置きながら、物理的シナリオによって潜在的に影響を受ける要因に関するストレステストの対象とすることができる。現在の戦略的計画は、平均的な慢性現象シナリオに含まれる情報に基づいて構築されており、気候変動のトレンドの可能な影響を考慮している。下表は、この分析の結果を反映したものである。

(1) Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)の過去データおよびヨーロッパ中期気象予報センター(ECMWF)のERA5データ。



極端な現象。潜在リスクおよび機会に関連するもの

急性の物理的事象および極端な現象の強度および頻度は、設備への重大な予期せぬ損害およびサービスの中断に起因する潜在的な結果を引き起こす可能性がある。

極端な現象(強風、洪水、熱波、寒波等)は、短期間での高強度および低頻度の発生を特徴とし、これは、長期気候シナリオで増加している。

したがって、極端な現象の発生に関連するリスクは現在、短期間で管理されており、一方で、選択される気候シナリオに従って、その方法論はより長期的な期間(2050年まで)に延長されている。

以下の表は、エンデサの施設に関する主要な極端な気候事象に関連する影響の重要度、および分析における対応する優先度を反映している。



極端な現象に関するリスク評価方法

エンデサは、致命的なリスクを分析し、極端な現象のリスクを測るため、策定された方法を用いる。この方法は、保険および気候変動に関する政府間パネル(IPCC(1))の報告で用いられる。

(1) L. Wilson、"Industrial Safety and Risk Management"、University of Alberta Press。
T. Bernold、"Industrial Risk Management"、Elsevier Science Ltd。
Kumamoto, H.およびHenley, E. J.、1996年、Probabilistic Risk Assessment and Management For Engineers and Scientists、IEEE Press、ISBN 0-7803100-47
Nasim Uddin、Alfredo H.S. Ang.(編集)、2012年、Quantitative Risk Assessment (QRA) for Natural Hazards、American Society of Civil Engineers CDRM Monograph第5巻。
UNISDR、2011年、Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development. United Nations International Strategy for Disaster Reduction. Geneva, Switzerland。
Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)、Cambridge University Press、英国ケンブリッジおよびアメリカ合衆国ニューヨーク州ニューヨーク。

この方法は、すべての分析可能な極端な現象(強風、熱波および洪水等)に適用することができる。以下は、すべての種類の自然災害に関して考慮される。

種類	
事象(危険)の確率	・ 所定の期間における理論上の頻度：再現期間 ・ 地図上で異なる種類の極端な現象の頻度の見積と各地点を関連付けるリスク・マップが作成される。
脆弱性	・ 極端な現象の結果喪失する、または影響を受ける価値をパーセンテージで表す。これにより、施設への影響ならびに発電および配電サービスの継続への影響を検討できる。 ・ エンデサは、施設の脆弱性分析を行い、重大な影響を及ぼす可能性がある極端な現象と設備の種類を関連づけるマトリックスの作成を可能にする。
エクスポージャー	・ これは、致命的な自然事象により重大な影響を受ける可能性がある、エンデサのポートフォリオに含まれる一連の経済的価値である。 ・ 様々な発電技術、配電インフラおよび顧客に提供されるサービスについて、このパラメーターに関する特定の分析が行われる。

これら3つの要因(事象の確率、脆弱性およびエクスポージャー)の組み合わせは、極端な現象のリスクの深刻度を評価する鍵を提供する。エンデサは、異なる期間に関する気候シナリオのリスク分析を分類する。

以下の表は、極端な現象による影響の評価の要約である。

期間	現象の確率	脆弱性	エクスポージャー
短期(1年から3年)	歴史な一連の流れおよび気象モデルに基づく確率分布図	脆弱性は、現象の種類および技術に関連し、期間からは大きく独立している。	短期間でのエンデサの価値
長期(2050年または2100年まで)	気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の代表的濃度経路気候シナリオに関する確率分布図および特定の研究		エンデサの価値の長期的な動向

短期的に極端な現象のリスク管理

リスクの定量化と評価に関するこれまでのセクションで述べた対策に加えて、短期的(1-3年)には、エンデサは、破壊的な極端現象の結果として、事業への影響を軽減するための行動を実施している。具体的には、異常な事態によって引き起こされる可能性のある損害を未然に防ぐため、気候変動に対する実効的な保障範囲の設定と適応事業の策定の2つを実施している。以下では、これらの行為の一般的な特徴を明らかにし、損害の予防と軽減のための適応活動については、当社の様々な事業ラインにおける活動を具体的に参考にする。

保　険

Enelは、その事業に関してエンデサを含むグループのすべての子会社をカバーする年次付保プログラムを定める。カバー範囲と量において2つの主要なプログラムは以下のとおりである。

プログラム	
財産被害および事業中断保障プログラム	・ 資産が被る可能性のある重大な損害の補償と、それに伴う事業の中断について。資産(またはその一部)の再建費用に加えて、業務不足による経済的損失も、方針で定義された限度額および条件の範囲内で、エネルギーの生産および/または分配の観点から報酬が与えられる。
総論・環境賠償責任保険プログラム	・ グループの資産や事業に発生する極端な事象の影響を受けた結果、第三者に生じた間接的な損害を補償すること。

当該保険契約条件は、リスク評価(気候変動に関連した極端な現象を含む。)に基づき、定められる。これまでの出来事から見てきたように、エンデサの極端な出来事の事業に与える影響は関連性があるかもしれないが、エンデサは、グループの保険会社であるEnel Insurance N.V.に関して、確固とした再保険構成の結果でもある広範な保険適用限度のおかげで、回収の絶対的な容量を示している。発電および配電施設に関するエンデサの予防的保守活動も重要かつ不可欠である。これらの活動は、極端な事象の結果としての影響を緩和することと、破滅的な自然現象に関連するリスクを含む世界的な保険プログラムの費用を最適化することの両方を可能にする。

a.2.2. 気候変動への適応

エンデサは、有害事象に対する対応容量(対応経営)を改善し、事業の回復力(回復力対策)を高めるために必要な対策を適切に調整するために、潜在的な影響を評価する地球規模のアプローチの一環として、気候変動への適応の解決策を適用し、これにより、有害事象の結果として将来の悪影響のリスクを低減する。さらに、気候変動の影響を分析するために開発された技能と手段は、当社全体の適応を促進することを目的とした、新たな付加価値ソリューションのデザインを通じて価値を創出するために活用される。

適応策には、手続きの設定と、短期的および長期的な意思決定におけるベストプラクティスの適用の両方が含まれる場合がある。

新たな投資については、例えば気候シナリオや施設の特定の現象に対する脆弱性分析を考慮するなど、気候リスクの影響を軽減するために設計・建設段階から行動することができるようになり、回復力のある解決策を設計するためのプロジェクト段階の一部となる。

次の表は、エンデサが有害事象を正しく管理し、気象現象に対する回復力を高め、気候変動によるこれらの変化を改善するために実施する活動の種類の概要を示している。以下に、掲載されている多数の活動の内容を示す。

事業	有害事象管理	リスク防止
発電	既存の施設： ・ インシデントおよび重大事象の管理 ・ 特有の緊急事態管理計画および手続 ・ 差し迫った極端な現象を予測するための特定のツール	既存の施設： ・ 水力技術：リスク評価および設計に関するガイドライン ・ 新しい施設の建設および開発段階への、運営保守から得られた教訓に基づくフィードバックプロセス 新たな施設： 既存の施設に関して計画される行動に加え、 ・ 環境影響書面(試験的実施)に含まれる気候変動リスク評価(CCRA)
配電	既存の施設： ・ 配電網に関するリスク防止、準備、対応および回復措置に関する戦略およびガイドライン ・ 緊急事態および重大事象管理のグローバル・ガイドライン ・ 電気設備(電線、変圧器等)における火災の場合のリスク防止および準備措置	既存の施設： ・ 配電網レジリエンス改善計画の策定 ・ 配電網における危険予防に関する戦略と指針
供給	既存の施設： ・ 重大事象管理	既存の施設： ・ 中長期における気候変動の影響の予備的分析

資産の回復力と、気候変動の影響への対応容量を向上させることを目的とした、実践的な介入行動の一覧表を定義するプロジェクトが実施されている。このカタログには、前のセクションで取り上げた影響マトリックスに列挙され、異なる技術によって分解された、関連するイベントごとの特定の活動が含まれている。起こりうる適応行動のカタログは、定期的に維持され更新されており、以下を含むが、これに限定されない100を超える可能性のある行動が含まれる。

主な取り組み
・ 気象警報(資産と天然資源の両方を監視し、管理するための様々な手段の使用を含む)。
・ 自動化(たとえば、高圧配電網で、障害による顧客への影響を低減)。
・ 資産基盤全体の構造強化、特に重要な要素への配慮
・ 継続的なスタッフ研修。
・ プラントライフの維持、施設周辺のケア。

カタログは、さまざまな適応策の選択肢をまとめた重要な要素であり、そこから特定の施設で実施することによって回避される費用と危険性の見積もりを行うことができる。この情報により、費用便益分析に基づき、それぞれの状況におけるシナリオに応じて、予想されるリスクに基づいた最も適切な行動を選択することが可能となる。

エンデサは、すべての事業ラインにおいて、極端な現象および慢性の物理的変動の有効な管理に関する措置を策定する。各事業において採用される措置、最良の管理慣行および方針の分野は、以下で詳述される。

発　　電

措　　置

発電事業における気候変動に伴うリスクの管理に関連する主要な措置は、以下のとおりである。

主要な措置
・ 潜在的な河川流量の減少を補うための冷却水管理システムの改善
・ 複合循環施設の室内温度の上昇に関して、気流を改善し、電力低減を相殺するためのフォギングシステム
・ 豪雨および洪水による地滑りのリスクをなくすための、排水ポンプの設置、堤防の嵩上げ、水路の定期的な清掃およびその他の措置
・ 降雨および洪水シナリオにおける水力発電施設についての定期的な再評価。当該シナリオは、軽減措置および施設での介入を通じて管理される。

優良慣行

発電事業において、有害な気象事象の管理に関して、多くの優良慣行も採用された。

優良慣行	
天候予測	**・ 人および施設の保護を保証する警戒システムにより、再生可能資源の利用可能性および極端な現象の発生を監視するため、気象パラメーターを監視する**
デジタル地理情報システム(GIS)	**・ 地理情報システム(GSI)デジタルシステムおよび衛星から取得したデータを通じた潜在的な脆弱性の調査(ドローンによるものを含む。)および監視による、水象シミュレーション**
ダムおよび水力インフラの監視	**・ ダムおよび水力土木工事において行われる100,000超のパラメーターの先進的な監視**
施設の監視	**・ 発電施設の遠隔リアルタイム監視**
水象および水力研究	**・ 施設区域および周辺地域のリスクを評価するための、開発の初期段階における水象および水力研究に関する特定のガイドラインの採用**
プロジェクト設計への気候パラメーターの影響の監視	**・ プロジェクト設計への潜在的な影響による気候パラメーター(太陽光発電施設用排水システム設計に関する降雨パターンの評価等)の変動の監視**
最大風速の見積	**・ 用地に最も適した風力タービン技術の選択を目的とした、強風の歴史的記録を含む最新のデータベースを利用した最大風速の見積**

さらに、エンデサは、極端な現象に直ちに対応するため、リアルタイム連絡プロトコルを備えた非常事態の管理、可能な限り短時間で、安全な状況下で活動を再開するためのすべての措置の計画および管理、ならびに損害評価の事前定義リストに関して特定の手続を採用する。気候事象の影響を最小化するために実施される解決策の1つは「得られた教訓に基づくフィードバック」プロセスであり、これを通じて、技術的運営保守ユニットから、新たなプロジェクトを設計するユニットへと情報が移転される。

適応ニーズを特定するための将来的な気候の影響分析

急性および慢性の気候現象に関連するリスクの分析は、中長期的に発電所に対して及ぼす可能性がある影響を見積もることを目的として、関連する気候事象のマッピングに基づき行われている。急性の現象の分析は、2段階に分けて行われた。

段階
・ すべての水力発電、風力発電、太陽光発電電力プラントについて、その脆弱性の程度に基づいてグループ分けすることを視野に入れて、リスクと曝露量を事前に解析すること。また、最高危険度のプラントを特定すること、潜在的な適応行動を定義するためにこれらのうちの1または2を選択すること。
・ 将来の適応行動の可能性を明らかにするために、高リスクと特定されたプラントの詳細な解析と、製造ロスの予防措置。

極端な事象の発生頻度とその程度の潜在的な上昇を確認し、曝露される施設を特定するために、詳細な解析が行われている。この解析から、一連の気象現象全体を考慮すると、限られた施設が長期的にハイリスクにさらされていることが分かった。分析の対象となる気象現象には以下を含む。

気候現象	
豪雨	・ 多数のプラント(いくつかの太陽光プラント)の大幅な解析が実施されており、その結果、とくに現象に最も曝露されている施設については、事業所の地形と気象の施設への影響との間には高度の相互関係があると結論づけられ、それぞれの地点に対して具体的な解析を実施する必要性が確認された。 ・ より詳細な分析により、洪水リスクのレベルを許容可能なレベルまで低減するのに役立つであろう構造的適応のための潜在的な措置が特定されている。その実施を進めるためには、費用便益分析が必要である。これらの構造適応の介入には、例えば、軽減水力工事(主に盛土、水路の改修、排水路の適応、膨張および積層池)の施工、ならびに土工事によるリスクがあるコンポーネントの上昇と太陽光盤のケースでの支持構造物の長さの増加が含まれるだろう。
熱波	・ 熱波が太陽光設置に及ぼす影響を解析した。これらの重大事象は、降水がない数日間にわたる持続的な高温を含んでいる。 ・ この気象現象の頻度と強さが増えたにもかかわらず、結論として、これらの施設への大幅な影響はなく、単に、特定の時期と特定の事業所でのインバーターの性能が低下するに過ぎなかった。
暴風	・ 風雨のリスクとの関連では、この現象の頻度が増大することが想定されるが、影響解析では、解析対象の風力発電所を中心に、設計によるレジリエンスが高くなっている。 ・ 何らかの適応措置を実施するには、当該現象の限定的な影響を考慮した、費用便益分析に基づく、影響を受ける用地の特定の評価を必要とする。
火災	・ 火災のリスクに関しては、リスクが最も高い地域を特定するための研究が行われており、対応回数の減少および/または短縮の観点から、施設の設計および/または事業運営フェーズで採用される可能性のある適応策、例えば、プロジェクト現場周辺のプラント生命の排除、防火帯の創出、火災時の対応方法に関する地方自治体との追加調整などが特定されている。

策定される方法は、新たな施設の設計および開発に適用させるため、改良される予定である。

これらの分析により、リスク防止(たとえば、適応性のある設計の採用)ならびに事象管理および残留リスク管理の点における適応の必要性を定量化できる。

配　　電

配電事業ラインについて、特定の方針(気候変動リスク評価)は、施設および実施される活動の両方に関する気候変動に固有のリスクの特定、分析および評価の一般的な基準、方法および要件を策定し、リスクおよびその影響を軽減するために実施される活動を監視するため、作成された。

エンデサは、極端な気候現象の管理に「4R」アプローチを採用した。これは、非常事態に備えて、また、施設が極端な現象による損害を受けた際の事後の起動段階中に講じるべき措置を定める。

これは、措置の4つの段階で管理される。

極端な気象事象の管理の措置段階	概要
1.リスク防止	・ ネットワーク要素喪失の可能性を低減し、および/または事象の影響を最小化する措置、インフラの頑健性の向上を目的とする措置、ならびに保守活動を含む。対応する技術的な解決策は、気象事象や施設の地理的所在地に応じて実施する解決策を選択できるカタログを参照して選択する。
2.迅速性	・ 潜在的に重大な事象の特定に関するスピードの改善、市民保護サービスおよび地元行政との連携の確保、ならびにサービス故障が発生した際の資源の組織を目的としたすべての措置を含む。
3.対応	・ 現場で運営資源を動員する能力およびバックアップ接続に関する遠隔管理フィードバック操作の実行可能性を考慮して、極端な現象が発生した際の非常事態に対処する運営上の能力が評価段階にある。
4.回復	・ 最終段階であり、予防措置にもかかわらず極端な現象によってサービスが中断した場合、可能な限り速やかに、通常の営業条件下でのネットワークサービスを復旧することを目的とする。

配電事業は、気候変動に関連した様々な局面およびリスクを統合するため、特定の手続および方針を採用した。

方針および措置	概要
緊急時の迅速な対応および回復措置に関するガイドライン	・ 4R管理アプローチの最後の3つの段階に関するガイドラインを含む。 ・ これには、できるだけ多くの顧客ができるだけ短い期間で、準備戦略を改善し、全体業務中断の影響を軽減し、ネットワークを再開するための勧告が含まれる。
ネットワーク・レジリエンス改善計画に関するガイドライン	・ 介入の優先順位を確立することを目的として、ネットワークに最も影響を与える異常気象を特定し、その現状における指標と、それらの指標がネットワーク上の行為の業績として経験したであろう改良を評価することが目的である。 ・ この指針は、4R管理アプローチの最初の2つの段階を中心に構成された。現在、極端な気象現象に対するネットワークの回復力を高めることができるような投資プランを確立するために、様々な地域的側面を念頭に置いた解析が行われている。
電気設備に影響を与える森林火災に対する危機予防・対応策	・ ネットワークに起因するか外的要因に起因するかを問わず、森林地域での火災に適用される非常事態に対処するための統合型アプローチ。 ・ 当該文書は、危険にさらされている施設の特定、特定の予防措置(たとえば、特定のメンテナンス計画の評価)の設定、および火災が発生した場合の影響を限定し、可能な限り速やかにサービスを回復させるための最適な方法での非常事態管理に関する指針を提供する。
支援的措置	・ 天候予測システムの実施、ネットワーク状態の監視、ネットワークへの極端な現象の影響の評価、運営上の計画の作成、および訓練の組織化。 ・ 非常事態に対処するため、臨時の資源の動員について合意がなされた(社内および下請業者)ことも、注目すべきである。

この分野で得られた知見のおかげで、2022年12月にEurelectric-EPRIが発表した「来るべき風：異常気象に対する電気の強靭性を構築する」と題するアドホック報告書のように、気候変動に対する強靭性と適応に関する重要性と起こりうる行為について、事業初の発表の準備を行うために多大な貢献がなされている。

また、継続的な改善を念頭におき、新興企業、産業界の専門家、イノベーション分野で提案された課題に直接コンタクトし、気候影響の分析やネットワークの回復力を高めるための適応策を支援する革新的な技術的解決策を見出すことを目的とした探索事業が行われている。

適応の必要性を特定するための将来的な気候による影響の分析

関連する現象を世界レベルでマッピングすることにより、最も重要な現象のトレンドを監視し、気候変動が中長期的にネットワークに及ぼす将来の影響を推定する。このためには、まず、過去に発生した極端な気象現象と、それがネットワークに与える影響(およびそれに伴う障害の観点も)を事前に評価する必要がある。スペインで最も重要な深刻な現象は、森林火災、大雪、凍結、風水害、極端な降雨である。この現象を「中リスク」と呼んでいる。この分類により、可能な適応策を決定するための優先順位を特定することが可能となる。これらの評価に基づき、様々な現象について詳細な分析が行われており、以下にいくつかの例を示す。

極端な現象	短期および長期的なネットワークへの影響
火災	・ 火災リスク防止に関連してガイドラインが更新され、2050年までの計画シナリオに関する支援ツールとして、地形的および環境的特徴(FWI)に基づき地域の火災リスクを評価する指数を適用する。 ・ 火災に対するリスク防止アプローチに基づき必要な措置を行うことができるように、森林火災のリスクが大きい地域を特定し、当該地域に所在するネットワークおよび環境領域を特定するため、調査が行われた。
爆弾低気圧	・ 爆弾低気圧(風および豪雨の組み合わせ)に関してより多くの情報を知るため分析が実施され、2050年までの事象が予想され、施設への潜在的な将来の影響が評価された。最初の結果は、カタロニア沿岸(事象が深刻化する可能性が予測される。)を除き、過去の結果に多くの部分で一致する傾向を示している。

供　　給

極端な気候現象に立ち向かうことを目的に、顧客に付加価値のある商品や業務を販売する小売業者供給事業ラインは、気候変動に適応するためのその後の行動を定義するために、物理現象の潜在的な影響を推定する作業を継続し、優先される資産のためのリスクと機会を特定した。少数派である所有される資産については、影響の分析が実施されており、企業間事業(B2B)および政府への事業(B2G)については、潜在的なリスクと潜在的な回復力の解決策が評価されている。

適応作業は、太陽光設備(エネルギー分散型)、貯蔵、公共照明のための急激な気候現象の評価と経営のために発電と配電資産に関して実施された研究を拡大することにより、マーケティング資産の脆弱性を評価する方法論の定義に焦点を当てた。

太陽光施設の事例では、暴風、集中豪雨、洪水、火災リスクなどの関連する深刻な現象に関連して、優先権が確認された資産について予備的な気候リスク評価が実施された。報告日には、事前審査過程の一環として得られた業績とより詳細な分析の両方を考慮に入れて実施された作業は、気候変動に関連する重大な問題を明らかにしていない。また、新たな建設が計画されている拠点にも分析を拡大していく。保管に関しては、これまでに行った作業では、気候現象の深刻な問題は明らかにされていない。最後に、公共照明に関連して、この種の施設に関連する鋭い現象が研究されている。

レジリエンスソリューションの特性を踏まえた解決策の導入

エンデサでは、自然に触発され支持される理念のもと、気候変動の影響を分析している。エンデサは、お客さまに提供するサービスや商品と、自然を利用した一連の技術やデザイン、自然に触発されたプロセスとの統合を推進し、都市の気候変動への耐性を高め、ミクロ気候、大気の質、概して生活の質を改善する統合業務を提供することに力を注いでいる。エンデサは、自然ベースのソリューション(NBS)を推進するため、自然ベースのソリューション(NBS)を事業ソリューションに統合し、気候、天然資源および人類活動へのプラスの影響の発生を評価するために、自然ベースのソリューションの生物多様性マニュアル(NBS)と「都市生物多様性スコアリングモデル」を開発した。

エンデサの製品ポートフォリオにおける自然ベースのソリューション(NBS)の導入は、積極的な影響を測定するために推奨される幅広い科学的指標を用いて行われており、これらの国際的に認知された実務を、深刻な気候現象への適応のための価値あるツールとして採用する際に顧客に示している。実際には、自然を支えるエコシステム業務を提供するために、自然ベースのソリューション(NBS)をエンデサ社の技術的ソリューションに統合することができる。これらの解決策は、都市中心部の生活の質を向上させるだけでなく、気候変動への適応とその緩和にも貢献する。

気候変動が新たなプロジェクトの評価に与える影響を含めること

新たなプロジェクトの評価と実施に関連する多くの事業は、新たなプロジェクトの評価の一部としてすでに検討されているものに現在統合されている総論および場所固有の両方の気候分析から利益を得ることができる。例えば、以下のとおり。

気候分析フェーズ	説明
予備調査	この段階では、気候データは、物理的シナリオの分析中に先に示したような特定の気候現象や、気候リスク指数のような指標を分析することによって、予備的スクリーニングを提供することができる。このデータは、テクノロジーごとに興味深いと確認された現象を含め、その分野で最も関連性のある現象の予備的な測定を提供する。
予想生産量	気候シナリオは段階的に統合され、気候変動が特定の場所での天然資源の利用可能性をどのように変更させるかの評価を容易にする。予備的生産解析では、後に発電全体に拡大される試験的拠点において、これまでに適用された手法を記述する。
環境負荷分析	気候変動リスク評価は現在、作成された一連の文書に統合されつつあり、この文書には主な物理現象の表現と、その領域で予想される変化が含まれている。
レジリエントデザイン	特に、気候変動への適応事業に関しては、デザインによって資産を回復力のあるものにすることを目指している。気候データに基づく分析、例えば、急激な事象の頻度と強度の増加を漸進的に検討する作業が進行中である。これらは、将来の資産の回復力を高めるために、プロジェクトの存続期間を通じて必要となる可能性のある適応行動を含め、過去のデータに基づいてすでに実施された分析を補完するものである。

気候変動への適応に関連した知識を拡大するためのエンデサの活動

2021-2030年国家気候変動適応計画(PNACC)(現在検討中)は、スペインにおける気候変動の影響に対する連携した行為の促進に関して基本的な計画ツールを提供する。当該計画は主に、新しい国際的コミットメントおよび気候変動リスクに関する最新の知識を組み込むこと、ならびに以前の2013-2020年国家気候変動適応計画(PNACC)の実施から得た経験を活用することによって、気候変動による現在および将来の損害を回避または低減し、よりレジリエンスを有する経済および社会を構築することを目的とする。

エンデサは、同一のアプローチを採用し、気候変動に関連する物理的リスクの分析および当該リスクの管理を補足することで、10年間にわたり、気候変動に関する知識を強化し、気候変動に対する施設の脆弱性を最小化すること、得られた結果の印象を共有および交換すること、ならびに継続的な学習および気候条件へのレジリエンスを促進することで、事業運営の最適化を可能にすることに取り組んできた。

現在までのこの分野におけるエンデサの活動のうち、最も重要なものを以下にまとめている。

主な活動
・ 気候変動に対するエンデサの施設の脆弱性を分析するプロジェクト。適応イニシアチブに関するエネルギーセクターのモデルとして、環境移行・人口課題省(MITECO)に報告を行うスペイン気候変動オフィス(OECC)によって選択される。
・ HIDSOS IVプロジェクト：世界的変動の間の水資源の持続可能性。
・ エンデサ貯水池および気候変動プロジェクト。
・ エンデサの配電事業における気候変動への適応。
・ 国家的および国際的なプロジェクトおよびイニシアチブへの参加：RESCCUE、ANYWHEREおよびCOPERNICUS。
・ 国連気候変動枠組条約締約国会議(COP)の監督および参加。
・ 気候変動への適応に関する技術委員会ならびに気候リスクおよびその財務的影響を管理するためのワーキンググループであるCONAMA(国家環境会議)。

a.2.3. リスクおよび移行機会

潜在的なリスクおよび機会の原動力は、リスク特定プロセスの要素(競争上の文脈、業界の長期的なビジョン、重要性分析および技術的パフォーマンス等)と共に参照シナリオを分析することで、エネルギー移行の変数に関連して特定することができ、これにより、エンデサは、最も重要な現象の優先度を決めることができる。

エネルギー移行に関連する変数の主なリスクと機会の概略は以下のとおりである。

方針および規制

- 二酸化炭素(CO_2)の排気と価格の制限：法遵守とマーケットメカニズムの両面から、より厳しい排気制限を導入した規則。

リスクおよび機会	
機会	・ 規制メカニズムは、制御・受注型としても、二酸化炭素(CO2)価格の署名を強化するマーケットメカニズムとしても、無炭素化技術への投資を促す。
リスク	・ エンデサの戦略はエネルギー移行に重点を置いているが、規制当局と関係者の間で協調的な取り組みが行われておらず、規制手段の効率性が制限され、部門、事業の電化と脱炭素化に帰結する。

- エネルギー移行およびエネルギー安全保障を加速するための方針および規制：エネルギー移行を奨励するための方針、規制枠組または市場規則の導入(再生可能エネルギー源を使用することに基づくエネルギーシステムへの移行、需要の電化の拡大、エネルギー効率、電力システムの柔軟性およびインフラの改良を促進することによる。)。

リスクおよび機会	
機会	・ エンデサの戦略に沿った長期契約(例えば、PPAs)、電化技術、配電網の発展により、再生可能エネルギーでより有利な投資の枠組みが作られた。2021-2030年国家エネルギー・気候計画(NECP)(現在検討中)は、再生可能エネルギーの普及に向けた野心的な対象会社を設定しており、具体的には、2030年までに、エネルギー消費量の42%が再生可能エネルギー、総発電量の74%が再生可能エネルギーとなると予測しており、2050年までに100%の再生可能電気部門に移行することと整合的であり、これに加えて、追加的な貯蔵電力の増大が補完される。2021-2030年国家エネルギー・気候計画(NECP)(現在検討中)の柱の一つは、2030年までに対象会社を39.5%まで向上させることで、エネルギー効率を改善することである。
リスク	・ 行政上の承認を得るための手続きの進歩が遅く、効果的でないマーケット・デザインや規制枠組みは、施設の収益性に悪影響を及ぼし、拡大のチャンスを制限することになる。

- 進行中の気候変動に関連する、基準を改善するためのレジリエンスおよび適応、またはレジリエンスへの投資を規制するための暫定的メカニズムの導入に対する規制。

リスクおよび機会	
機会	・ 施設の損害の危険の軽減を目的とした投資の配分に関連する利益、および顧客のための業務の質と継続性への影響。
リスク	・ 極端な現象に直面した場合の損害およびサービス回復時間による評判への影響。極端な現象後にサービスを十分に回復できない場合の潜在的な罰則。

- エネルギー移行を推奨するための財務的方針：適切な金融商品によるエネルギー移行に関するインセンティブ、ならびに長期的な、信頼できる安定的投資枠組みを支援する方針および規制者としての位置付け。持続可能性を、金融市場および公的金融商品に統合することに焦点を当てた、公的および私的な規則および/または金融商品(ファンド、メカニズム、分類法およびベンチマーク等)の導入。

リスクおよび機会	
機会	・ 投資枠組みに即した、新市場および持続可能な金融商品の作成。これにより、脱炭素化に関する公的資源の増加、エネルギー移行目標に基づく金融資源へのアクセス、ならびに移行に関する資金調達費用および補助金の利用可能性への影響を促進する。
リスク	・ エネルギー移行に関するインセンティブの提供について不十分な手段および措置、公的融資の条件の悪化による新しい手段および規制の導入の不確実性または遅れ。

市　　場

- 原材料価格のダイナミックス：商品価格の変動に関連するような市場ダイナミックスの変化は、取引業者、規制当局、顧客が用いる手法に影響を与える。

リスクおよび機会	
機会	・ エネルギー費用削減のためのソリューションとしての電化の加速と、原材料の価格の不安定性へのエクスポージャー。化石燃料を使用する従来の技術から、より効率的な電機技術への転換を顧客の一部が意識している。
リスク	・ 歪みを生じさせる可能性のある措置の導入を理由とした無秩序なエネルギー移行。

- 市場のダイナミックス：気候変動に関連するリスクについてのより大きな知識と規制上の圧力のおかげで、より持続可能な技術を利用しようとする顧客の意欲。

リスクおよび機会	
機会	・ 電力需要の拡大に関連するプラスの影響、長期契約需要(PPAs)の増加による再生可能エネルギーに関する不均衡の拡大。

技　術

- エネルギー移行を促進する新技術の漸進的な浸透：電気自動車、貯蔵、需要への積極的な対応、グリーン水素製造用電解槽などの新技術の漸進的な浸透；プラットフォームベースの運転・事業モデルを変革するためのデジタル技術の大規模な導入。

リスクおよび機会	
機会	・ 電力システムの柔軟性を促進する技術的解決策の開発における投資。グリーン水素の生産のために、再生可能エネルギーのためのより多くのスペース。 ・ 電気配電網は、柔軟性と需要経営を促進しつつ、新たな再生可能容量を制度に統合するためのファシリテーターとして、2021-2030年国家統合エネルギー・気候計画(NECP)(現在検討中)の主導的な役割を果たしている。2021-2030年国家統合エネルギー・気候計画(NECP)(現在検討中)では、推定投資の24%がその発展に配分されており、その合計は58,579百万ユーロである。
リスク	・ 原材料供給および半導体の減速および中断は、調達の遅延や費用の増大を招き、再生可能エネルギーおよび蓄電ならびに電気自動車の普及を遅らせる可能性がある。

商品およびサービス

- 住宅消費および産業プロセスの電化：最終使用の革新的な電化は、費用の低下および排出の点での影響の低減、ならびに住宅および産業セクターにおける効率性の向上の保証を可能にする商品(たとえばヒートポンプ)の浸透を増加させている。

リスクおよび機会	
機会	・ 電力セクターの効率性および環境的持続可能性の向上によるエネルギー需要の低下に関連する電力需要の増加。顧客に対して付加価値サービスを提供する機会の増加(これにより、顧客はエネルギー費用およびカーボンフットプリントを減少させることができる。)。需要の電化を促すための配電網への投資の増加。
リスク	・ 当該市場セグメントにおける競争の増加。需要の拡大およびサービスの継続性を保証するために必要となる、配電網の十分な発展への高い依存。

- 電気移動：気候変動の点でより効率的な輸送形態の利用(特に、電気移動および充電インフラの開発に関するもの)、および産業消費の電化。

リスクおよび機会	
機会	・ 電力需要の増加ならびに電気移動および関連サービスの浸透に関連した利益の増加によるプラスの影響。
リスク	・ 当該市場への新規事業者の参入。

一般的に、また商品やサービスに関しては、2021-2030年国家統合エネルギー・気候計画(NECP)(現在検討中)の3つの分野で提供されている機会が特筆に値する。

商品・サービスにおける機会	
経済の電化	とりわけ、合計最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を42%にするという2030年の目標の達成に貢献するとともに、2005年に対して同年までに温室効果ガスの排気を39%削減する。
電気移動の開発	2030年までに500万台の電気自動車に到達することを目指して、この部門の脱炭素化を促進する推進力となる移動輸送部門における自然エネルギーの存在を含む。
住宅暖房における電気の使用	住宅設備の改修に意欲的な計画を盛り込む。

2023-2030年国家統合エネルギー・気候計画(「PNIEC」)(現在検討中)が承認されたとき、それは、温室効果ガス排気、エネルギー効率対策および再生可能エネルギーの発電に関して、2030年に向けたエンデサの行動を誘導するであろう。

移行リスクおよび機会の影響

エンデサは、すでに、エネルギー移行の変化に関連して、潜在的リスクを軽減し、機会を利用するための戦略的措置を実施した。

全体的な脱炭素化およびエネルギー移行に関するエンデサの戦略により、エンデサは、より野心的な排出削減方針の実施に起因するリスクに直面する際のレジリエンスを得ることができ、再生可能発電、インフラおよび実現技術を開発する機会を最大化する。

シナリオの特定

「2 サステナビリティに関する考え方及び取組　気候変動、気候戦略」に記載されたエネルギー移行シナリオは、エネルギー移行に由来するリスクおよび機会を定量化するために利用された。事業に最も大きな影響を及ぼす「*ゆっくりとした移行*」および「*加速された移行*」シナリオの変数が、以下で特定されている。特に、電力需要については、需要の電化の動きならびにこれによる電化技術の浸透およびエネルギーミックス発電によって影響を受ける。

参照シナリオでは、今後数年間、再生可能エネルギー、特に太陽光エネルギーが持続的に成長し、国家統合エネルギー気候計画(NECP)の規定に関しては、グリーン水素の開発に関して、より緩やかな進展があると考える。エネルギー移行に関連する動きは、エンデサに成長機会をもたらす可能性がある。こうした動きは、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの存在感が高まった結果、卸売市場における電力価格が徐々に低下していることを補うはずである。長期的な報酬の促進を視野に入れた市場設計の見直しは、エンデサに開かれた機会も増やすだろう。

参照シナリオ	*「ゆっくりとした移行」シナリオ*	*加速された移行シナリオ*
・ 発電ミックスに対する再生可能エネルギーの寄与の増加に支えられる需要の電化の拡大による、欧州の「Fit for 55」パッケージに即した、排出の下降傾向がある。 ・ 国家統合エネルギー気候計画(NECP)に定義された野心的な水準を考慮すると、「参照」シナリオには、再生可能エネルギーの浸透率の実質的な追加的上昇は含まれていない。	・ 需要の電化に関して、ゆっくりとした移行シナリオでは、より効率的な電気技術、特に電気自動車の普及率が低くなることが予測され、参照シナリオに比べて電力需要が低くなる。これにより、小売業者電力市場および関連商品への影響は限定的となる見込みである。同時に、電力需要の低下は、再生可能容量を開発するための空間の減少をもたらし、発電事業に影響を与え、電気価格の上昇によって部分的に相殺される。 ・ ゆっくりとした移行シナリオは、気候変動との闘いにおいてそれほど野心的ではない。これは、再生可能エネルギーの発達が遅く、すべての水準における電化の浸透度が低いことに反映されている。	・ それは、グリーン水素発電技術の費用をより早く割引することに役立つ。このことは、このエネルギーベクトルのより高い浸透をもたらし、ブルーとグレーの水素(ガスから発生する水素で、それぞれカーボンキャプチャーと貯蔵(CCS)技術の使用の有無で区別される)にとって有害であり、その結果スペインの電力需要と再生可能施設に及ぼす相加効果が「参照」シナリオと比較してあった。
・ すべてのシナリオ(ただし、特に「参照」および「加速された移行」シナリオ)は、配電網管理の複雑性の相当な増加に関係する。相当な増加は、配電および蓄電システム等の他の資源において予想され、電気移動および関連する充電インフラの浸透の拡大、ならびに需要の電化および新しい消費形態を有する新たなプレイヤーの出現の加速を伴う。 これにより、消費および投入地点の分散化、電力需要および平均電力要求の増加、ならびにエネルギーフローの大幅な変化がもたらされる。これらの発展は、ダイナミックかつ柔軟な配電網の管理を必要とする。 エンデサは、接続ならびに十分な水準の品質およびレジリエンスを保証するため、このシナリオにおいては追加投資が必要となると予想し、革新的な営業モデルの採用を促進する。		

潜在的な経済的影響

移行シナリオの変更による経済的影響については、税引前営業利益(EBITDA)の観点から、ゆっくりとした移行および加速された移行が2030年の収入にもたらす影響を、参照シナリオと比較して分析した。

以下の表は、エネルギー移行のリスクおよび機会の潜在的な経済的影響を示している。

シナリオ	リスクおよび機会の分類	詳細	*2030年までの予測される時間軸	影響の詳細	影響を受ける活動	パラメーター	定量化 - 影響の種類	定量化実施日 (百万ユーロ) <100	100-300	>300
移行	市場	リスク/機会：新しい再生可能容量への投資余地の増加/減少および再生可能浸透度の異なるレベルに応じた卸売電気価格の変化	中期*	エンデサが参照卸売電気価格および追加容量に関する再生可能浸透度の異なるレベルの効果を評価している二つの代替的移行シナリオが考慮されている。	発電 供給	スペイン	EBITDA/年	●		
									●	
移行	市場	リスク/機会：購買の電化に関する推移の効果による利益の増加/減少	中期*	二つの代替的移行シナリオを考慮し、エンデサは電化の上昇/減少の結果として平均購買の変化の効果を評価する。	供給	スペイン	EBITDA/年	●		
										●
移行	製品およびサービス	リスク/機会：リスク/機会：新しい技術の浸透および電力輸送に関する移行の結果として利益の増加/減少および投資余地の増加/減少	中期*	二つの代替的移行シナリオを考慮し、エンデサは異なる輸送の電化および国内の購買の効果を評価する。	供給	スペイン	EBITDA/年	●		
										●

●高価値の現在の方針シナリオ　●低価値の現在の方針シナリオ

a.3　エンデサは、エンデサの将来およびその持続可能性に影響を及ぼす決定を行う。これらの決定は、エンデサの支配が及ばない、または予測が困難である相当のリスク、不確実性、状況の変化およびその他の要因に左右される。

エンデサは、毎年、戦略上のガイドラインならびにエンデサの経済、財務および資本に関する目標ならびにエンデサへの貢献を含む、戦略計画を提出する。

戦略計画の予測および目標が根拠とする主要な仮定は以下に基づいている。

- エンデサが事業を行う市場における規制環境、為替相場、商品、投資および売却、生産および設備容量の増加、ならびに当該市場における需要の増加
- 特定の限度を超えないより活発な活動に関連する費用の増加、特定の限度を下回らない電力の価格、複合循環発電所の費用、ならびに希望する水準で事業を行うために必要な原材料および二酸化炭素(CO2)排出権の利用可能性および費用を伴う様々な技術間の生産の割当、また、エンデサが事業を行う環境の社会的、環境的および倫理的傾向の一般的展開(テロ、水ストレス、サイバー・セキュリティー、不平等および社会的不安定、生活費の上昇、構造的失業、感染症、極端な政治的対立、極端な気候事象、自然災害、気候変動ならびに供給網の遮断に関連する要因を含む。)。

エンデサは、これらはとりわけ以下の問題に基づくため、自らの見通しが上記のとおり実現されることを保証できない。

- 経営陣が発生すると予想する将来の事由に関する仮定、および経営陣が作成時点で履行を予定している行為
- 必ずしも実現されるとはかぎらず、経営陣の支配が及ばない可変事項に相当に依存する将来の事由および経営陣の行為に関する一般的仮定

エンデサ戦略計画は、発電および配電システムおよび設備における相当の投資努力を見越している。これらの投資の実行は、市場および規制の状況に左右される。発電所の存続に必要とされる条件が存在しない場合、エンデサは、設備における生産を中止し、(必要に応じて)解体作業を開始しなければならない可能性がある。これらの閉鎖は、顧客に対するエネルギー販売を支える設備容量および発電量の低下を伴う可能性がある。したがって、このことは、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサ戦略計画に関する情報は、「1　経営方針、経営環境及び対処すべき課題等　－エネルギー政策の背景－、－戦略計画2024年-2026年－および－主な金融指標－」ならびに「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　長期的な計画および2040年を目処とする完全な脱炭素化」に記載され、エンデサの持続可能な発展へのコミットメントに関連する情報は、「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　持続可能性に関する方針」に記載される。

a.4　エンデサの事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場における不利な経済状況または政治状況の影響を受ける可能性がある。

不利な経済状況は、エネルギー需要およびエンデサの消費者が支払義務を果たす能力に悪影響を及ぼす可能性がある。不景気の期間には、電力需要は縮小する傾向にあり、エンデサの業績に悪影響を及ぼす。

スペイン、ポルトガルの経済状況またはその他ユーロ圏の経済が衰退した場合、エネルギー消費に悪影響を及ぼす可能性があり、その結果、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

この他に、国際市場における財務状況は、エンデサの経済状況に難題を課しており、それは、国債の成長率の低下、および国際的に(特にユーロ圏の国で)起こりうる国債格付けの格下げによるエンデサの事業への潜在的な影響や、クレジット市場における金融拡大措置によるエンデサの事業への潜在的な影響に起因するものである。これらいずれの要因における変化も、エンデサの資本市場へのアクセスおよび資金調達する条件に影響を及ぼし、結果としてその事業活動、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

国際レベルで起きうる経済問題に加えて、エンデサはスペインおよび国際の両方における政治的不安定に直面しており、これは、エンデサの経営業績および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。現在の紛争および地政学的緊張は、商品市場、金融市場、個人および法人に対する国際制裁の制度ならびにインフラおよび不可欠なサービスの安全性を含む数多くの分野に影響を与えている(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)。

国際的にもしくはユーロ圏の経済状況が衰退しない、または紛争が悪化せず、あるいは広がらないと保証することはできず、その結果、市場に重大な影響を及ぼし、エンデサの事業、経済状況、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

a.5　エンデサは、その事業活動において、競争に晒されている。

エンデサは、2023年12月31日時点で、多くの顧客(10.5百万の電力顧客および1.8百万のガス顧客)との関係を有している(「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　業績等の概要　(2) 経営成績　営業成績」を参照のこと。)。

エンデサの事業活動は、激しい競争がある環境で行われる。エンデサが個別の顧客を失ったとしてもその事業全体に大きな影響を及ぼさない。しかし、顧客との安定的な関係を維持できないことは、エンデサの事業活動、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記42.6を参照のこと。)。

b)　金融リスク

b.1　エンデサの事業は、発電のための安定的な燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他商品の供給に大きく左右され、それらの価格は市況の影響を受けるものであり、エンデサが販売する価格およびエネルギー量に影響を及ぼす可能性がある。

2023年におけるエンデサの発電および供給セグメントの貢献利益は3,913百万ユーロであり、そのほとんどは、競争および市場の変動性の影響に左右される規制緩和されている活動に対応する。これらの活動は、以下のとおり、ガス、電力および原材料の購入を必要とする。

消費された原料	コミットメント
・　2023年中、451,766トンの石炭および2,435百万m^3の天然ガスが発電のために消費された。	・　2023年12月31日、電力およびエネルギー貯蔵購入コミットメントは18,791百万ユーロとなり、その一部は「テイク・オア・ペイ」に基づいていた(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記48を参照のこと。)。

エンデサは、燃料の購入および二酸化炭素(CO2)排出権の価格ならびに発電、ガスの調達および供給事業に使用される資源の保証に関し、市場価格リスクを負っている。これに関連して、国際市場でのこれらの商品の価格の変動は、貢献利益に影響を及ぼす可能性がある。この影響を軽減するために、エンデサは、組織的な市場および店頭市場(OTC)で取り決められた金融商品を通して商品価格リスクをヘッジする。公正価格に関連する日次の現金担保を用いる取引(時価評価方式)は、エンデサの流動性リスクに直接的な影響を及ぼす可能性がある(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記42.4ならびに「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　(3) 流動性および資本の原資　財政管理」を参照のこと。)。

エンデサは、将来の電力および天然ガスの市場価格に関する一定の仮定に基づいて、電力および天然ガス供給契約を締結している。これらの供給契約が締結された後の想定需要からのいかなる誤差も、電力または天然ガスを、契約で想定されているよりも高い価格で購入する義務を引き起こす可能性がある。行われた見積りに関する市場価格の調整、エンデサの燃料需要に関する義務との誤差、または全体としての価格およびそれらがどのように構築されるかに影響を及ぼす規制の変更がある場合、また、エンデサのリスク管理戦略がかかる変更に直面した際に不適当である場合、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローは重大な悪影響を受ける可能性がある。

エンデサは一定の天然ガス供給契約を締結し、それには、契約上合意した燃料を取得するか、またはかかる燃料を取得しない場合であっても支払いをするかのいずれかを強いる、拘束力のある「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。これらの契約の条件は、将来の電力およびガスの需要に関する一定の仮定に基づいて構築されている。用いられた当該仮定からの逸脱は、必要以上の燃料を購入する、または余剰燃料を市場にて現在の価格で販売する義務を生ぜしめる可能性がある。

貯蔵エネルギー購入のコミットメントに関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載される。

b.2　エンデサは外貨リスクに晒されている。

エンデサは、エネルギー関連の商品、特に天然ガスを取得するべく(これらの価格は通常米ドル(USD)建てである。)、主に国際市場で行わなければならない支払いに関し、外貨リスクに晒されている。

これは、為替相場の変動がエンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性があることを意味する。

外貨リスクおよび為替感応度の分析に関連する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.2に記載される。

b.3　エンデサの事業は天然資源ならびに気候および天候の変動の影響を受ける可能性がある。

エンデサの発電は、天然資源、発電所の利用可能性および市況のレベルに左右される。再生可能エネルギー発電所の発電は、その水力、風力および太陽光発電施設が位置している地理的地域における降雨、太陽放射および風のレベルに依存する。したがって、低水準の水力、風力もしくは太陽光資源、または再生可能資源からの発電に悪影響を及ぼすその他の状況が存在する場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

再生可能エネルギーによってカバーされない需要は、火力発電所によってカバーされ、その発電および利益は、様々な技術の競争力に左右される。降雨量、日照時間、風量が少ない年は、代わりに、水力、太陽光または風力発電量の低下を招き、火力発電の発電量が増加し(費用の増加とともに)、したがって電力価格および買電費用の上昇を招く。降雨量が多い年は、逆の効果が起こる。たとえば、資源が乏しいために不利な状況に置かれる場合、多くの発電は、火力発電施設で行われることになり、これらの活動に起因するエンデサの営業費用は増加する。エンデサが天然資源の状況の変化を管理できないことは、その事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

平均的な年において、水力発電は±35%、風力発電は±6.5%および太陽光発電は±4%変動し得ると見積もられた。2023年において、エンデサの水力発電所における発電は、5,083ギガワット時であった。

技術毎のエンデサの発電(ギガワット時)に関する情報は、「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　(2) 経営成績　営業成績」に記載される。

気候条件、特に季節性は、電力需要に大きな影響を及ぼす。電力消費は夏および冬にそのピークに到達する。需要の季節的変化は、気候、自然光の量、ならびに照明、暖房および空調の使用など複数の気候上の要因の影響に帰する。天候状況による需要の変化は、事業の収益性に大きな影響を及ぼす可能性がある。さらに、エンデサは契約を交渉する際、気候状況に関する一定の予測および見積りをしなければならず、想定された降雨量レベルおよびその他天候状況に大幅な相違があれば、エンデサの事業活動、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、不利な天候状況は、ネットワーク損害および付随するサービス上の混乱により、エネルギーの通常供給にも影響を及ぼし、エネルギー供給の遅延または中断のため、エンデサが顧客に損害補償しなければならなくなる可能性がある。

上記の状況のいずれかの発生は、エンデサの事業活動、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

b.4　エンデサは金利リスクに晒されている。

金利の変動は、資産および固定金利で利息が発生する債務の公正価値、ならびに変動金利に連動する資産および債務からの将来的なキャッシュ・フローを変化させる。金利の変更は、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

金利リスクおよび金利感応度の分析に関連する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.1に含まれる。

b.5　エンデサの事業は、債務を借り換えるおよび資本的支出を賄うために必要な資金を取得できる能力に左右される。

エンデサは、現在の設備の継続的な維持から生じるコミットメントを含む、有機的成長プログラムおよびその他資本要件の資金を調達するため、内部で資金を生み出し(自己金融)、長期コミットメント与信枠を通じて銀行の資金調達にアクセスし、流動性資金源として短期資本市場にアクセスし、および長期債券市場にアクセスできる自信がある。この債務には、銀行およびEnelグループの会社両方との長期コミットメント与信枠、ならびに金融投資が含まれる。

エンデサが、合理的な条件の下での資本へのアクセス、債務の借り換え、資本的支出の決済、および戦略の実行ができなければ、当社は悪影響を受ける可能性がある。資本、資本市場の不安定性、起こりうるエンデサの信用度の低下、または財務比率が悪化した際に与信枠に課される財務制限は、当社の資金調達費用を増加させ、資本市場にアクセスできる能力に悪影響を及ぼす可能性がある。

資金調達の不足は、支払う義務がある金額の支払いをするため、流動性の不足を相殺するべく、エンデサが資産を処分または売却することを強いる可能性があり、また当該売却は、エンデサがそれらの資産の最善価格を得ることができない状況下で起こる可能性がある。したがって、エンデサが許容できる条件下で資金調達にアクセスできなければ、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

2023年12月31日時点において、エンデサは、2,117百万ユーロの負の稼働資本を有していた。エンデサの長期コミットメント与信枠に基づくまだ引き出されていない金額は、エンデサがその事業を継続するために十分な財源を取得でき、その資産を実現でき、また連結財政状態計算書に記載される金額に関して債務を清算できる旨の保証を提供する。

一般的な不確実性は、ソブリン債および企業債の両方のリスク・プレミアムを押し上げることによって、信用市場にも影響を与えている。さらに、業績を安定的に保つために市場の変動性リスクをヘッジする戦略は、商品価格が大きく変動した場合に組織的な市場で業務を継続するために、現金担保を提供する必要性を大幅に増加させる可能性がある。短期金融商品を用いた資金調達は、当社の流動性の低下につながる可能性がある。

エンデサの財務および資本管理方針は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記35.1.12および41.3ならびに「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　(3) 流動性および資本の原資　財政管理」に記載されている。短期間で、現金および短期預金、引出可能な与信枠および流動性の高い資産からなるポートフォリオを含め、利用可能で十分な資金を無条件に維持することにより、エンデサは流動性リスクを軽減する。エンデサの流動性対策は、銀行およびEnelグループ会社との長期与信ファシリティ、ならびに負債および資本市場の状況および予想に基づく、所与の期間に予測されるニーズをカバーするのに十分な額の金融投資を取り決めることから構成される。

エンデサの流動性リスクおよび主要な金融業務に関する情報は、それぞれ「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.4および41.4に記載される。

エンデサが資本市場またはその他の資金調達の方法にアクセスする条件は、それが当社間またはクレジット市場内であるかにかかわらず、親会社であるEnelの信用格付けに依存するエンデサの信用格付に大きく左右される。したがって、会社間の資金調達のエンデサによる利用可能性または当社が資本市場にアクセスする条件についてEnelが影響を及ぼし得る程度において、エンデサの市場および資金調達にアクセスできる能力は、Enelの信用および財務状態により、部分的に影響を受ける可能性がある。

Enelの信用格付けの悪化は、結果としてエンデサの信用格付けの悪化につながり、エンデサの資本市場またはその他の第三者からの資金調達(もしくは借り換え)の方法にアクセスできる能力を制限し、またはこれらの取引の費用を増加させる可能性がある。このことは、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの格付けに関する情報は「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　(3) 流動性および資本の原資　信用格付管理」に含まれる。

b.6　エンデサは信用リスクおよびカウンターパーティーリスクに晒されている。

エンデサは、商業および金融事業において、相手方が、既に納品された商品および既に行われたサービスから生じる支払義務ならびに締結された金融デリバティブ契約、現金預金または金融資産に従い予想されるキャッシュ・フローに関する支払義務の両方の、義務のすべてまたは一部を果たせない可能性があるというリスクに晒されている。特に、エンデサは、消費者がすべての送電および配電費用を含む、エネルギーの供給に対する支払義務を果たせない可能性があるリスクを負う。

エンデサは、商品取引、財務、商業取引の取引相手の信用リスクを厳しく監視している。商品価格は前年比で改善したものの、高金利と高インフレを背景に、当社や個人のエネルギー代金支払い流動性は減少している。しかし、当社の回収管理により、商業取引相手の延滞債務を緩和することができている(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)。

エンデサが売上債権または金融債権の不払いに起因する損失を被らないとの保証はなく、したがって、1または複数の重要な相手方による義務充足の不履行は、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

信用リスクに関連する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.5に記載される。

c)デジタル技術に関するリスク

c.1　エンデサは、サイバーセキュリティリスクに晒されている。

エンデサのデジタルトランスフォーメーションは、潜在的なサイバー攻撃へのエクスポージャーの拡大に関係し、これにより、センシティブ情報を含むITシステムおよびデータベースのセキュリティが危険に晒される可能性がある。

エンデサの情報システムがサイバー攻撃による影響を受けた場合に生じるエンデサへの潜在的な影響は、経済損失および評判上の影響(エンデサの信頼の喪失)を引き起こす。エンデサの重要なインフラは、この種類の攻撃に晒される可能性があり、これによって、重要な提供サービス(たとえば原子力発電所)に深刻な影響が及ぶ可能性がある。個人情報の窃盗の危険性が商業活動において高まっており、強化されたセキュリティ措置および顧客データの保護が必要となっている。

リスク管理および軽減措置に関して、エンデサは、国際的な基準および政府イニシアチブに合わせたサイバーセキュリティ戦略を有する。この戦略の一環として、エンデサは、主要なリスクを評価し、脆弱性を特定し、また、徹底的なデジタル監視を行う。これらを通じて情報を分析し、是正措置を講じることで、リスクを軽減する。また、エンデサは、人々の行動を変え、リスクを減じるため、職業上および個人的レベルの両方において、従業員を対象として、デジタル技術の利用に関する研修および意識向上プログラムを行う。

サイバーセキュリティー・ユニットは、エンデサにおけるサイバー事象または異常を特定するために状況を丹念に記録している。

エンデサは、発電所および産業上の施設に関するサイバーセキュリティ演習を行う。

c.2　エンデサは、企業目標の達成に貢献する営業効率性、ならびに事業、システムおよびプロセスの継続性を保証する、情報技術に関する活動を管理する。

エンデサにおける情報技術の使用は、その事業を管理する上で不可欠である。エンデサのシステムは、取り扱われる事業の規模ならびに技術の複雑性、量、粒状性、機能および事例の多様性を考慮し、当該部門の他の会社からこれを戦略的に際立たせている。特に、エンデサの主要コンピューターシステムは、以下の事業プロセスを扱う。

システム	支援を受ける事業プロセス
商業システム	・　マーケティングプロセス、需要予測、収益性、販売、顧客サービス、請求管理、雇用および基本的な収益サイクル(検針、請求書発行、回収管理および債務処理の確認)
技術的配電システム	・　先進的な遠隔管理およびエネルギー管理能力による、配電網管理、検針管理、新たな備品の処理、ネットワーク計画、現場作業管理、検針装置管理に関するプロセス
発電システム、エネルギー管理および再生可能エネルギー	・　燃料管理プロセス、検針管理、取引リスク管理等
経済的および財務システム	・　経済的管理、会計、財務連結および貸借対照表プロセス

これらのシステムを通じたエンデサの事業活動の管理は、効率的に活動を行い、企業目標を達成するために不可欠である。

d)　オペレーショナルリスク

d.1　エンデサは新たな発電および配電設備の建設に伴うリスクに晒されている。

発電所および配電設備の建設は時間を要し、非常に複雑なものになりうる。これは、予測された設備の稼働開始日に先立って投資が十分に計画されなければならないことを意味し、したがって、市場状況の変化に応じて決定を変更することが必要となりうる。これは、これらの種類の計画への利益に影響を及ぼす可能性がある、当初計画されていなかった相当の追加費用を伴う可能性がある。

かかる設備の建設に関連して、エンデサは、一般的に、関連する行政の認可および許可証の取得、土地購入またはリース契約の取得、機械の調達および建設契約の締結、運営管理契約の締結、燃料供給および輸送契約の締結、オフテイク協定の締結をしなければならず、また資本金および負債要件を満たすため十分な資金調達をしなければならない。

2023年11月23日にエンデサの取締役会が承認し、市場に提示した2024年-2026年戦略計画は、2024年から2026年までの間で8,900百万ユーロとなる総投資目標を含む。

新たな設備を建設するエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある要素としては以下のようなものが含まれる。

リスク	要素
新たな発電および配電設備の建設に関連するリスク	・ 環境規制上の許可を含めた規制当局の許可の取得が遅れること。
	・ 機械、供給品または労働力が不足し、またはその調達価格が変動すること。
	・ 地元勢力、政治的勢力またはその他利害関係者の反対運動を受けること。
	・ 政治状況および環境規制が不利な方向に変化すること。
	・ 発電所や変電所の完成を遅らせるような悪天候、自然災害、事故およびその他予期しない事象が生じること。
	・ 供給者による、合意された契約の条件の遵守が行われないこと。
	・ エンデサが満足できる条件で資金調達ができないこと。

これらの要素はいずれも、グループの建設計画の完成または開始を遅らせ、予定された計画の費用を増大させる可能性がある。また、エンデサがこれらの計画を完了させられない場合に、当該計画に関連し負担した費用は取り戻すことができない可能性がある。

エンデサが新しい設備の開発および建設に関連して問題に直面した場合、その事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

投資に関する情報は「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.1および23.1、「1　経営方針、経営環境及び対処すべき課題等　戦略計画2024年-2026年」ならびに「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)　事業の概観　投資」に記載される。

d.2　エンデサの活動は、予定しない利用不可能およびその他のオペレーショナルリスクの結果となり得る不履行、故障、予定された作業を行う際の問題またはその他の問題によって影響を受ける可能性がある。

エンデサは、以下を含む自らの活動に関連する大量の資産を有する。

活動	影響
発電	・ 2023年12月31日時点で、スペインにおけるエンデサの潜在的な正味設備容量合計は21,247メガワットであり、そのうち16,885メガワットが本土の電力システムに対応し、4,362メガワットが本土外の領域(TNP)(バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤ)に対応していた。
配電	・ 2023年12月31日時点で、エンデサは、スペインの24の州ならびに8の自治体およびセウタ自治都市に配電し、総人口が21百万人近くいる総面積195,881平方キロメートルをカバーした。エンデサのネットワークが配電するエネルギー合計は、2023年には136,363ギガワット時に達した。
エネルギー供給	・ 2023年12月31日時点で、エンデサは、12百万を超える電力およびガス顧客を有していた。

エンデサは、発電所の稼働を一時的に中断させ、また、顧客へのサービスを中断させる故障または事故のリスクに晒されている。これらのリスクを軽減するため、国際的な最良の慣行に即した予測および防止管理技術を含む、防止および保護戦略が存在する。エンデサは、その発電資産に関する少なくとも85%の利用可能性という、このリスクについての許容レベルを設定している。

エンデサは、事業活動の実施において、施設における事故、労働争議および自然災害など不適切な内部手続、技術障害、人為的ミスまたは特定の外部の事象により、直接または間接の損失が生じないと保証することはできない。これらのリスクおよび危険性は、爆発、洪水もしくは発電および配電施設の完全な損失を引き起こしうるその他状況、エンデサの施設もしくは第三者の施設への損害もしくはその劣化もしくは破壊、または環境被害を引き起こし、または発電の遅延および事業の一部のもしくは完全な中断を引き起こす可能性がある。これらいずれの状況の発生も、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

d.3　エンデサが実施する事業が、国際的、国内的、地域的な環境関連法規則との非遵守の結果、法的または行政的制裁、経済的または金融損失、レピュテーション上の損害を被るとともに、環境および生態系の質に悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、環境優位性を事業カルチャーの重要な価値と考えている。そこで、持続可能な開発原則に沿って、環境を尊重して事業を行い、天然資源の保全と持続可能な利用にしっかりとこだわっている。

エンデサは、取締役会から承認された「環境方針」を定め、責任ある環境マネジメントへの取り組みを正式に示し、バリューチェーン全体を包括している。この方針は、商品および業務のライフサイクルのすべての段階に適用される。

エンデサは、環境規則の対象となり、その事業運営とプロジェクトの発展の両方に影響を与え、リスクと費用の増大につながる。本規制枠組みは、免許、許可および他の行政上の認可を事前に取得すること、ならびに当該免許、許可および認可におけるすべての要件を履行することを要求する。あらゆる規制された会社と同様に、エンデサは以下のことを保証することはできない。

- 本規則は、当該法令を遵守するために必要な費用を増額するような方法で、またはエンデサの事業運営、施設もしくは発電所に影響を及ぼすような方法で、修正または解釈されない。
- 公的な異議申立は、提案されるプロジェクトの遅延や変更につながらない。
- 当局は、新規プロジェクトの開発に必要な環境許可、免許、認可を付与する。

さらに、エンデサは、その事業に内在する環境リスクにさらされており、その中には、特に原子力発電所をはじめとする発電施設からの廃棄物、流出、排気の管理に関するリスクも含まれる。エンデサは、環境破壊、従業員や第三者への損害、またはエネルギー発電、供給および配電施設に関連する他の種類の損害、港湾ターミナル事業に対して責任を負う場合がある。

発電所は、現行の環境要件を遵守する用意があるが、エンデサは、課せられた要件を常に遵守することができること、または発電ユニットからの廃棄物、流出および排気の管理に関連するものを含め、罰金、行政上もしくは他の制裁、または遵守の事項に関連する他の罰金および費用を回避できることを保証することはできない。本規則の不遵守は、罰金、損害賠償、制裁および費用(該当する場合、施設閉鎖を含む。)と同様に、責任を生じさせることがある。また、政府機関は、負債が返済されることを保障するために、責任を負う当事者に料金や税金を課すこともある。環境規則への対応を怠ったと非難された場合、エンデサの事業、業績、財務状況やキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

これに関連して、エンデサは以下の保険契約を締結している。

保険	説明
環境責任	・ 汚染による請求については、最高150百万ユーロまで補填する。
一般的な民事責任	・ 第三者またはその財産に対する損害賠償請求を最高250百万ユーロまで補填し、その補填範囲を水力発電所の場合は950百万ユーロに拡大する。
原子力災害に対する第三者責任	・ 現行のスペインの法律では、12月26日付2013年第24号電気分野法に基づき、当社は、その発電所での原子力災害に対する第三者の賠償責任請求に対して1,200百万ユーロまで保険に加入している。この額を超える損失または損害は、スペインが署名者となっている国際条約の対象となる。また、原子力発電所は施設(原子力燃料の倉庫を含む。)や機械の故障に対しても保険をかけられており、1発電所につき最高1,500百万米ドルが補償される。2011年5月28日、スペイン政府は、放射性物質による原子力被害または被害による第三者の責任に関する5月27日付2011年法律第12号を公表した。これは、1,200百万ユーロにまで営業者の責任を高める一方で、いくつかの方法で、この責任を営業者がカバーすることも可能にする。この規則は、2004年2月12日付加盟国の議定書による共同批准後、原子力民事責任条約(パリ条約)およびブリュッセル条約を改正し、前記を補完する形で、2022年1月1日に発効した。エンデサが締結した民事の原子力賠償責任保険の限度額は、2022年1月1日から1,200百万ユーロである。

ただし、エンデサは第三者による損害賠償請求を受ける可能性がある。また、エンデサが施設により発生した損害について、保険契約の補償額を超える損害または保険契約の補償範囲を超える損害が発生した場合、事業、財務状況、業績およびキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、汚染物質の排気および原子力発電所から排出される燃料からの廃棄物の貯蔵および処理に関する法規制および規則を遵守している。今後、当社の環境規則はさらに厳しくなる可能性がある。従来、新たな規則の承認には、法的要件を遵守するための大幅な資本投資的支出が必要であり、今後も必要となる可能性がある。環境に関する要件や規則に対応するために必要な資本投資の増加や営業費用などの費用の増加は予測できない。また、前述の費用が第三者に移転される可能性も予測できない。したがって、該当する規則の遵守に関連する費用は、エンデサの事業、業績、財務状況およびキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

環境マネジメント体制については、「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　先進的な環境管理」に記載している。

d.4　エンデサの保険のカバーおよび保証は十分ではなく、また損害を完全にカバーできない可能性がある。

エンデサは、当社自体への損害、一般的な第三者への賠償責任ならびに環境および原子力発電所の責任を含む、事業に伴う主要リスクに関して十分な保険のカバーを得ようと試みているが、保険のカバーが、商業的に合理的な条件で市場において利用できない可能性がある。同様に、エンデサが保険をかけた金額が、全体で負担する損失をカバーするのに十分ではない可能性がある。

エンデサの施設もしくはその他資産における一部もしくは全体の損失、または事業の中断があった場合、エンデサがその保険から受領する資金は、完全な資産の修理もしくは交換、または負担した損失をカバーするのに十分ではない可能性がある。さらに、エンデサの施設またはその他資産における全体または一部の損失があった場合、一部機械はその高い価値または特有の性質を考慮すると容易に交換できず、または容易にもしくは直ちに入手できない可能性がある。

同様に、上記機械に関連した保証の対象または当該機械を交換する能力の限界は、事業を中断もしくは妨げる、または大幅に通常運営の過程を遅らせる可能性がある。よって、上記のすべては、エンデサの事業活動、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、エンデサの保険契約は、保険会社による継続的な見直しの対象である。したがって、エンデサが、起こりうる保険料の増加またはカバーが利用できなくなった場合に対処するため、現在実施されているものと同様の条件で、保険契約を維持できない可能性がある。エンデサが起こりうる保険料の増加を顧客に転嫁できない場合、これらの追加費用は、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

d.5　エンデサの事業の成功は、エンデサの経営陣および主要な従業員が提供するサービスの継続性に依存する。

エンデサの活動を行うため、エンデサは、2023年12月31日時点で9,035名の従業員という労働力を有していた。エンデサがセクターにおいてその地位を引き続き維持するために、特にデジタルスキルに関する人材管理の保証が必要である。

適格な労働者の市場は非常に競争が激しく、エンデサは追加で適格なスタッフを雇用する、または十分に適格性のあるもしくは有能な従業員を、退職するスタッフの後任にすることに成功しなければならない。エンデサが必須の従業員を保持または採用できないことは、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

人材の労働力、誘致、確保、従業員の研修、指導力、育成に関する情報は、「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　－労働安全衛生(OHS)－、－責任ある人材管理－、－労働環境－、－リーダーシップおよび個人の成長－、－研修－ならびに－人材の採用および維持－」に記載されている。

d.6　エンデサは、労働衛生および安全性(OHS)ならびに流動的な社会的対話を優先的な目標とみなす。これらの目標を達成できないことは、エンデサの事業、イメージ、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの労働衛生および安全に関する情報は、「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　労働安全衛生(OHS)」に記載されている。

エンデサの社会的対話に関連する情報は「第2　企業の概況　5　従業員の状況　社会的対話」に記載されている。

d.7　エンデサの事業は、供給者との関係を維持できないことによって、もしくは入手可能な供給者の供給が量および/もしくは品質の点で不十分であったことによって、または供給者が提供するサービスの状態を維持できず、営業可能性および事業継続性を制限することによって、悪影響を受ける可能性がある。

エンデサの主な産業供給者およびサービスプロバイダーとの関係は、事業の発展および成長に不可欠であり、将来もそうあり続ける。

エンデサのこれらの関係への依存は、相手方と有利な条件で契約を交渉する能力に影響を及ぼす可能性がある。エンデサの供給者ポートフォリオは十分に多様であるが、これらの関係のいずれかが打ち切られまたは終了した場合、エンデサは、適切な時間枠内で、または類似の条件で、重要な供給者またはサービスプロバイダーの代替者を用意することができるとの保証はない。

エンデサは、燃料、材料およびサービスの相当の購入を行っている。この分野について、以下の点に言及する必要がある。

- **一部の火力発電所は、その消費が少数の供給者および国に高度に集中しており、供給が中断した場合のリスクを表す。**
- **燃料供給契約(特にガス契約)は、供給の中断時に現れ得る重要な地理的リスクのある地域に所在する。**
- **本土外の領域(TNP)(バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤ)に所在する発電所は、地理的に孤立しており、液体燃料へ重度に依存している。**

エンデサがその供給者と有利な条件で契約を交渉できず、当該供給者が自らの義務を遵守できず、またはエンデサとの関係が打ち切られる場合であって、エンデサが適切な代替者を見つけられない場合、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

ロシアとウクライナ間で継続している紛争の更なる悪化および結果として続く危機は、供給の遅延およびサプライチェーンレベルの契約の違反を引き起こす可能性がある。この事象が現実になることは、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)。

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.6は、顧客および供給者の集中に関する情報を提供する。

e)　コンプライアンスのリスク

e.1　エンデサは、個人データの保護を保証するため、最先端技術に基づく、最高の安全基準および不測の事態の基準を使用している。

エンデサの情報システムの建設および運営において、エンデサは、企業目標達成の一助となる運営効率、ならびに事業およびプロセスの継続性を保証するため、最高の安全基準および不測の事態の基準を組み入れる。

これらの基準は、エンデサが行っているデジタルへの転換において特に重要な役割を果たす。このデジタルへの転換過程は、徐々に増加および複雑化している潜在的なサイバー攻撃へのエクスポージャーの増加を招き、また、システムおよびデータ(個人データを含む。)事業の継続性、ひいては顧客との関係の質ならびにエンデサの業績、財務状態およびキャッシュ・フローの安全を危険に晒す可能性がある。

したがって、安全性は世界的な戦略上の問題となっている。この点に関して、エンデサは、国際基準および適切に監査されたガバナンスイニシアチブに基づく方針、プロセス、方法、ツールおよびプロトコルを整備している。特に、エンデサは、上級経営陣によって促進され、かつ、すべての事業分野およびITシステムの管理について責任を負う分野をカバーする、サイバーセキュリティ措置および管理モデルを有する。このモデルは、各システムのエンデサの事業への影響を考慮し、当該リスクの最小化および軽減のためのセキュリティ行動の採用を目的として、既存のセキュリティ・リスクの特定、優先度付けおよび定量に基づく。

e.2　過去または将来における競争法および独占禁止法の違反は、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、事業を営む市場で競争法および独占禁止法に服している。これらの法律の違反は、とりわけエンデサの主要市場であるスペインにおいて、エンデサに対する法的手続の開始を招く可能性がある。

エンデサは、競争および独占禁止に関する事項に関連し、法的調査および手続の対象になったことがあり、現在その対象であり、将来も対象になる可能性がある。独占禁止法および競争法の違反に関する調査は通常数年続き、情報非公開規定に服する可能性がある。エンデサがこれらの規制に違反した場合、罰金およびその他の制裁が生じ、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

訴訟および仲裁に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51に記載される。

エンデサの成長戦略は常に、様々な競争法の対象である買収を含んでおり、今後も含み続ける。これらの規制は、戦略的取引を行うエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7を参照のこと。)。

e.3　エンデサは訴訟および仲裁手続に関わっている。

エンデサは、その事業活動に関して、課税、規制および独占禁止関連紛争を含む様々な係属中の法的手続の当事者である。エンデサはまた、現在または将来的な税務監査の対象となっている。一般的に、エンデサはすべての裁判管轄権(刑事、民事、商事、労働および経済行政)ならびに国内および国際的な仲裁手続による第三者からの請求に晒されている。

エンデサは、当該義務を満たす必要性が発生する可能性が高く、その金額を合理的に定量化できる場合には、法的な不測の事態のための規定を認識するように最善の推定を用いる。

ただし、エンデサが有利な結果が予想される法的手続で成功すること、または不利な決定がエンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないとの保証はない。同様に、当社が、将来新たな法的手続の対象にならず、その結果が不利だった場合、事業、業績、財務状態またはキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないことを確実にすることはできない。

訴訟および仲裁に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51に記載されている。

e.4　エンデサは、エンデサが採用する解釈とは異なる税務当局による規則の解釈またはエンデサが採用する税務上のポジションに関する第三者による誤った認識のいずれかに由来する税務リスクによって影響を受ける可能性がある。

現在、管理および統制されるべき税務リスクは、追加の納付を税務当局がエンデサに請求する可能性(確定申告の提出を怠ったこと、または適用ある規制の異なる解釈のいずれかによるもの)によって、または不正にもしくは不当に当社に帰属する税務上の事由に関する第三者による誤った認識もしくは評価によって引き起こされる不確実性に由来するリスクである。

2023年、エンデサの税納付合計は、3,749百万ユーロであり、そのうち58%がエンデサへの費用を表す負担された税に対応し、42%は、経済活動を行う際にエンデサが回収した税に関連していた。エンデサが納付した税の大半はスペインで支払われ、2023年に支払われた、および回収された税合計の80%超を示していた。

エンデサの税務リスクに関しては以下のとおりである。

税務リスク	参照(1)	エンデサは以下を通じて当該リスクの発生を緩和する
税務当局による調査可能な課税期間ならびに当該期間中の重要な精査およびその効力	3.2o	・ エンデサが実施する税務遵守管理制度の基礎となる文書である一般的リスク管理および統制方針(「一般的リスク管理および統制方針」を参照のこと。)。 ・ 優良税務慣行規定および税務当局への税務透明性報告（https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transparencia）の年次提出に示される協力的コンプライアンス体制への加入。 ・ この加入は、エンデサが、税務リスクの大幅な軽減および当該リスクを発生させる可能性がある行為の防止に繋がる優良慣行の促進を、税務当局に自発的に約束することを意味する。
不測の事態を生じさせる可能性がある重要な税務紛争	51	

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

この確固とした取組みにかかわらず、税務当局または行政もしくは司法裁判所による税規制の解釈の変更は、エンデサの税務上の義務の遵守、その事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼし得る。

税務訴訟に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51に記載されている。

e.5　エンデサは、一部であるまたは一部であった税グループに対応する、法人税および付加価値税(VAT)負担の責任を負う可能性がある。

2010年から、エンデサは、連結税グループ番号572/10の一部として、法人税目的のため連結税務申告書を提出している(Enel, S.p.A.は親会社であり、Enel Iberia, S.L.U.がスペイン全体における本グループの代表である。)。2010年1月から、エンデサは、親会社が同じくEnel Iberia, S.L.U.であるスペインのVATグループ番号45/10の一部である。2009年まで、エンデサは親会社として、グループ番号42/1998の法人税およびグループ番号145/08の付加価値税(VAT)に対して、連結税務申告書を提出していた。

また、エンデサの完全子会社であるEnel Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)が親会社であったグループ574/10の一部として、2010年から2016年の間に完全に連結された。2017年1月1日から、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、Enel, S.p.A.が親会社でありEnel Iberia, S.L.U.がスペインでの代表である税グループ番号572/10の一部として税を支払っている。

同様に、2023年12月31日時点でエンデサが96.42%の株式資本を保有したEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.をエンデサが支配した後に、連結税グループ番号21/02が設立された。この連結税グループは、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (連結税グループの親会社および代表)およびEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.の3社から構成される。

会社グループに対する法人税およびVAT目的で連結税務申告書を提出する体制に従い、連結税務申告書を提出する当グループのすべての会社は、当グループの税負担を支払う責任を共同で負っている。これには、VAT体制の下で会社グループに課された特定の義務への遵守の不履行から生ずる、一定の制裁が含まれる。

この結果として、現在調査可能なすべての課税期間において、エンデサが所属する、または所属していた連結税グループの他のメンバーの税負担の支払いについてエンデサは共同で責任を負っている。Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)は、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)が所属する連結税グループの他のメンバーおよびこれに関連するEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.について連帯責任を負っている。

エンデサ、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)またはEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(場合による。)は該当する連結税グループの他のメンバーに対して償還請求権を有しているが、エンデサ、Enel Green Power España, S.L.U.(EGPE)またはEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(場合による。)が属している、または属していた連結税グループの他のメンバーにより適切に決済されなかった未払いの税負担が発生した場合、そのいずれかが共同でまたは個別に責任を負う可能性がある。あらゆる重要な税責任も、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの税務訴訟に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51に記載される。

e.6　Enelグループはエンデサの株式資本および議決権の過半数を支配しており、Enelグループの利害関係はエンデサの利害関係と対立する可能性がある。

2023年12月31日、Enelグループは、Enel Iberia, S.L.U.を通して、エンデサS.A.の株式資本および議決権の70.1%を所有しており、エンデサS.A.の取締役の過半数を指名し、結果として事業の管理および管理方針を支配することが可能になる。

Enelグループの利害関係は、エンデサの利害関係またはエンデサの他の株主のそれと異なる可能性がある。さらに、Enelグループおよびエンデサの両方ともヨーロッパの電力市場で競争している。Enelグループの利害関係がエンデサのその他株主の利害関係と一致すること、またはEnelグループがエンデサの利害関係を援助する行動を取ることを保証することはできない。

残高および関係者との取引に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47に記載されている。

f)　コーポレートガバナンスおよび文化のリスク

f.1　企業文化および倫理

エンデサの贈収賄防止および犯罪予防に関する情報は、「エンデサの犯罪および贈収賄防止モデル」に記載している。

レピュテーション経営とリスクへのレピュテーションへの影響の軽減

当社の無形の価値の大部分は、それが相互に作用し合う主要なオーディエンスの間での評判にある。さらに、この評判は、その経済的、商業的、産業的および制度的目標の最良の達成を促進するための重要な支援レベルを表している。

エンデサは、当社に影響を及ぼす可能性のあるこれらのオーディエンスおよびイメージとレピュテーションのパラメータに関する厳密で信頼できる知見を得るために、定期的にかつ当社専用に配備された社会的リサーチツール(調査、プレス指標、定性的調査、プレテストおよび事後調査など)と、公的にアクセス可能な類似の調査によって生み出された情報を採用している。また、可能性のあるインシデントや重大な状況に関する早期の警告を検出し、インシデントの重要性を評価する目的で、ソーシャルメディア上の情報や会話監視システムも備えている。

これらのツールにより、イメージやレピュテーションに影響を与える可能性のあるリスクを検知し、必要に応じてそれらを回避または修正するための適切なコミュニケーション行動を設計するとともに、前述のオーディエンスの間での彼らの認識を向上させることが可能となる。

これらの行為の立案と展開は、当社が戦略計画の策定と推進の一環として作成する年次コミュニケーション計画に含まれている。本質的には、ブランドの経営と活性化(広告、イベントのスポンサー契約など)、メディア・リレーションズ、デジタル・コミュニケーション、社内コミュニケーションに焦点を当てた行動を網羅している。

エンデサは、異なる利害関係者に対して向けられる意見および認識の影響を受けうる。当該認識は、当社または第三者が少ししかまたは全くコントロールできない当社または第三者により引き起こされた事象により悪化する可能性がある。これが生じた場合、他の要因の中でもとりわけ、規制当局側の要件の加重、借入費用の上昇または顧客を引きつけるための取り組みの増加により、当社の経済的損害につながる可能性がある。

エンデサは、潜在的なレピュテーションに関する事象および影響を受ける利害関係者の特定ならびに監視作業を積極的に行っており、透明性はそのコミュニケーション方針の一部を形成するが、好ましくない結果になった場合、損害を被ったエンデサのイメージまたはレピュテーションが、エンデサの事業、経営成績、財務状態またはキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさない保証はない。

さらに、エンデサは、エンデサが供給者、消費者、利用者および彼らを代表する団体と揺るぎない関係ならびに継続しているコミュニケーションを維持することを保障できない。そのため、当該関係におけるいずれかの変化が、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性のある、否定的な評判ならびに顧客の重大な喪失を伴うおそれがある。

訴訟および仲裁

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51を参照のこと。

以下は、当該財務書類の承認日以降の進捗または新しい訴訟である。

・　最高裁判所は、2月21日に、エンデサS.A.、Endesa Energía, S.A.U.、およびEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.(Endesa)の不服申立てにおいて、また、他の電気部門の会社が提起した12月26日付2013年第24号電気分野法第45条(4)、12月23日付2016年第7号国王布告法、および10月6日付国王布告2017年第897号に定める負債についての不服申立てにおいて、ラストリゾートタリフ(LRTs)の対象となる深刻な弱い消費者への電気の社会的補填の費用に資金を提供し、政府とともに協調融資するために、裁定番号212/2022を示した。社会的補填の資金を調達するための第三の制度に対する不服申立てであり、企業グループの一部を構成しない場合には、電気供給事業を行う当社グループの親会社、あるいはそれを行う当社自体に資金を提供するために負債が課された。特に、最高裁判所は、(i)ラストリゾートタリフ(LRT)を利用し、社会的排除の危険にさらされている、深刻な弱い立場にある消費者の供給のための行政との社会的補填融資制度および協調融資制度を適用できないこと、(ii)10月6日付国王布告2017年第897号第12条から第17条までを適用できない、無効であることを宣言する不服申立てを部分的に支持した。次に、(iii)社会的補填の財政および協調融資(国と並んで)に支払われた金額を補償する請求権者の権利が認められ、そのために支払われたすべての金額から顧客に渡された金額を差し引いた金額が返済される。最後に、(iv)申立人が、社会的補填を要請し、確認し、管理する手続を実施するために投資された金額を、この手続を適用するために支払われた金額と共に、適切な場合に顧客に転嫁されたであろう金額を割り引いて補償される権利が宣言される。最高裁判所は、2022年3月24日に、州法務省が提案した判断を是正または補完する要請を却下する判決を公表した。これは、融資制度が制度から撤廃されたことに伴い、政府が対応する融資費用を関連当事者に請求し続けることができるようにするためである。しかし、最高裁判所は、「適用不能と宣言され、社会的補填に資金を提供する制度を支配する規則にもかかわらず、脆弱な消費者に供給される電気の価格における割引負債の普及は、判決後も、一定の会社に、継続して発生するであろう。その決済の処理と補償は、現在適用不能と宣言されているもの、またはこの目的のために承認された特定の規則を代替するために、設立された社会的補填に資金を提供するための新しい法体系において取り扱われなければならない。」と確認している。2022年5月24日の命令により、判決が電気副総局により尊重されなければならないことを示す責任機関により受領されたとみなされた。2022年11月10日、政権の活動が不活発であることに鑑み、発効令状が提出された。その後、2023年1月9日の命令により、判決の施行状況について、環境移行・人口課題省(「MITECO」)から報告を受け、10日以内に、行政が補償で支払う金額を設定しているか否かについ

て、当社が通知された。2023年1月24日、申立てに関する声明書が、対応する報告書とともに提出され、スペイン市場競争委員会(以下「CNMC」という。)が作成した報告書へのアクセスを要請した。この報告書は、環境移行・人口課題省(「MITECO」)が判決の施行状況に関する報告書に基づいて作成したものであるが、前述の報告書を踏まえて、さらに主張する権利は留保されている。2023年3月29日、新たな提出書が最高裁判所に提出され、(i)争われていない補償の金額を直ちに支払うこと、(ii)環境移行・人口課題省(「MITECO」)が判決の執行状況に関する報告書を作成するために使用したスペイン国内市場競争委員会(「CNMC」)の報告書を効果的に提出すること(繰り返し要請される)、および(iii)提出された専門家報告書の批准を求めるために州弁護士を召喚することを要請した。2023年5月26日、最高裁判所は、特に、(i)裁定の実施を開始するために、(ii)2022年3月24日付けのスペイン国内市場競争委員会(CNMC)の報告書を要求どおり提出するよう、環境移行移行・人口課題省(MITECO)に命じること、(iii)Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.の152百万ユーロの支払いを受ける権利を宣言するEndesaにより提出された申立を部分的に支持すること、および、裁定の有効部分の4章に関連して、支払い日から弁済日までに計算された法定利息を加えること、(iv)最長1ヶ月以内に、可能な限り早く、環境移行・人口課題省(MITECO)に、適用された金額を控除した後、エンデサの無償提供者の負担分として上告人に支払われる金額を定量化するよう省に命じること、を決定した。(v)環境移行・人口課題省(MITECO)は、上告人に対し、社会的補填申請の依頼・確認・管理手続を実施するために出資された金額について、上告人に支払われる金額をできるだけ早く定量化し、最長2ヶ月以内に、上告人に対し、社会補助金の検証・管理手続に定められた条件で適正な金額に法律上の利息を加えた金額を支払い、上告人に対し、この項目の適正な金額を最長2ヶ月以内に支払うよう命じた。2023年7月28日、州エネルギー担当大臣は、(i)総額172百万ユーロ(対応する法的利益を含む。)の補償で、市場の規制対象セグメントの顧客に関連する資金調達費用について、(ii)社会的補填を実施し加工する費用について、700万ユーロ(対応する法的利益を含む。)の補償権を決議がエンデサに認めた旨の通知を送達した。しかしながら、州エネルギー担当大臣の同じ決議は、供給市場の規制されていない層の顧客に関連する資金調達費用に関して、いかなる補償も認識していない。2023年9月18日、エンデサは、関連する社会的補填の資金調達費用を、規制されていない市場区分の顧客に転嫁しておらず、したがって、完全な補償を受ける権利を有していることを確実に示すために、対応する専門家報告書を添付して、最高裁判所に対し、答弁書を提出した。2024年2月28日、強制執行手続きの継続と提出された専門家報告書の批准を求める申立てが提出された。2024年4月2日の判決により、最高裁判所は、エンデサが提示した証拠を承認した。

・ 2020年12月14日、スペイン市場および競争委員会(CNMC)の競争局は、Enel Green Power España, S.L.U.とその親会社であるEndesa Generación, S.A.U.に対し、Enel Green Power España, S.L.U.による支配的地位を悪用し、関連する発電市場に影響を及ぼす特定の拠点での送電網へのアクセスと接続を市場で悪用したとされる懲罰的手続の申請を通知した。スペイン市場および競争委員会(CNMC)によれば、Enel Green Power España, S.L.U.は、第三者による発電業者の被害に対して、自社グループ内の会社を優遇するために、単一拠点パートナー(IUN)としての地位を利用したとされている。

Enel Green Power España, S.L.U.は、アクセスおよび接続送電網市場で支配的な立場にない、あるいは、スペインの市場および競争委員会(CNMC)自身が認識しているように、単一拠点パートナーの数字が配電網へのアクセスに関する意思決定権力またはいかなる裁量も与えられておらず、従って、送電配電網への接続要請に応え、分析するための排他的な電力をシステム営業者に提供する部門規則に含まれていると述べた。Enel Green Power España, S.L.U.は、排他的効果もなく、市場閉鎖もないと考えている。また、不正行為の主張は、競争の擁護に関する7月3日付スペイン法2007年第15号第2条に該当しないため、完全に棄却されなければならない。制裁手続きに関する捜査を受け、判決案を提出し、Enel Green Power España, S.L.U.の申立てを提出。2022年6月10日、スペイン市場および競争委員会(CNMC)は、Enel Green Power España, S.L.U.およびその親会社Endesa Generación, S.A.U.に対し、タジョ・デ・ラ・エンカンタダおよびラストラス変電所の拠点における送電網へのアクセスおよび接続のための市場における単一拠点パートナー(SHP)としての裁量において、Enel Green Power España, S.L.U.による優位な地位の乱用を主張する、7月3日付競争(LDC)の防御に関する法2007年第15号第2条の2つの非常に深刻な侵害を犯したとして、合計5百万ユーロの罰金を支払うよう指示を出した。2022年7月29日、Enel Green Power España, S.L.U.およびEndesa Generación, S.A.U.は、前述の2022年6月10日の制裁決議に対し、国家高等裁判所(オーディエンシア・ナシオナル)に不服申立て、ひいては、課された罰金の支払に関する判決の3条の予備的停止を要請した。2022年12月13日付の裁判所命令により、スペインの国家高等裁判所は、上告人らによる充分な保証等の掲示を条件として、罰金の執行停止に同意した。2023年4月20日、申立書が提出され、「Abogado del Estado」から返答がなされた。2024年3月12日、専門家報告書が批准され、上告人が終結書を提出した。

・ 2021年10月6日、カナリー諸島エネルギー局は、ES.AE.LP 006/2019、ES.AE.LP 007/2019およびES.AE.LP 008/2019(それぞれ11百万ユーロ、19百万ユーロおよび28百万ユーロ)の3つの対応する懲罰的手続を開始するための3つの決定について、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に通知を送付した。これはネットワークポイントへの接続許可の不当な拒否または変更、適切な請求業務、請求、インシデント業務の維持・操業する義務の不遵守から成る侵害の疑いがあるためである。これらの決定は、告発の根拠となった事実の記載に重大な誤りを生じさせ、被告人の防御権を侵害するものであった。そこで、2021年10月29日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、訴訟が提起された事実が不明確であるため、所要の弁護を行うことは不可能であると主張し、この状況を浮き彫りにする各々の手続において、宣誓書を提出した。2022年1月28日に、これらの手続の第1回目(ES.AE.LP 006/2019)において、管轄機関から連絡を受け、2022年2月7日に、他の2件(ES.AE.LP 007/2019およびES.AE.LP 008/2019)について、懲罰的手続開始の決定の根拠となった最初の案件ファイルのコピーを添付した。これは、事案の処理が不適切であることを強く示唆している。

ES.AE.LP 006/2019の制裁手続に関しては、2022年2月18日に最初の申立てが提出され、2022年6月17日に、カナリア諸島政府のエネルギー担当局が、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. が電気部門、事業に関連する適用法および規則に違反していないとの理由で、制裁手続きを終え、終結することを決議した。

ES.AE.LP 007/2019およびES.AE. LP 008/2019の制裁手続きに関しては、カナリア諸島高等裁判所の方針に従い、カナリア諸島における罰則手続の期限は、5月25日付判決2023年第263号、10月9日付判決2023年第508号および第509号に示されている通り、3カ月(11月6日付法律2023年第8号の発効前に開始されたすべての手続に適用される期限)であり、従って、両手続きは期限切れとなった。さらに、前述の両手続きの失効を害することなく、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号第74.1条の規定の適用により、かかる違反は、それらが非常に重大であると分類された場合であっても、時効となる。

2022年1月24日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、2021年11月18日付のカナリア諸島政府のエネルギー担当局の新たな決議に関する通知を受領し、同社が、さらに5件の継続的かつ重大な違反、2件の極めて重大かつ非継続的な違反を犯したとして、別の懲罰的手続(ES.AE.LP 06/2020)を開始することを決議し、94百万ユーロの罰金が科される可能性があると指摘した。侵害の主張は、配電網への接近・接続の要請、接続の完了、顧客からの要請の処理、提供された情報、システムの整備と実施の遅れ、苦情やクレームの対応についてのものである。これらの侵害は、50の非制裁的行政手続に関するものである。申立ては、2022年3月18日に提起された。2022年9月28日、2022年9月26日付の決議に関する決定が通知され、この決定は、12月26日付法律2013年第24号の5つの重大かつ2つの非常に深刻な侵害を電気事業に行ったとの理由で、31百万ユーロの罰金をEdistribución Redes Digitales, S.L.U.に科すというものであった。

当初請求額のこの割引は、カナリア諸島高等裁判所の判決に続く、他の制裁手続きや、失効による手続きの棚上げにおいても生じているが、一部の場合は、以前に宣言された訴訟が再開されている。

・　液化天然ガスの生産者であるEndesa Generación, S.A.U.が開始した長期液化天然ガス供給契約の価格を見直すための仲裁手続きの過程で、2023年9月30日現在、約1,283百万米ドルの支払いを要求する反訴を提起した。当該手続は終了し、2023年11月15日に反訴を一部認容する裁定が下され、これに基づき液化天然ガス生産会社は587百万米ドルの請求書を発行した(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記10.1および16.1を参照)。エンデサは、当事者により提起された問題の明確化の要求に関する2024年3月7日付の裁判所の決定に従い、支払いを行った。

・　2015年から2018年の検査手続に関連して、エンデサが属する収益税及び付加価値税の連結グループならびに検査された会社のそれぞれにおいて個人所得税源泉徴収(「IRPF」)に関して、確定収益税及び付加価値税の清算協定が受領された。同決議は中央経済行政裁判所に提訴され、2024年中に以下の拒絶決議が出された。2024年2月29日に、法人所得税(IS)における金融費用の損金算入を合法化する和解契約に関する決議が受理され、2024年3月26日に、個人所得税(IRPF)に関する決議が受理された。これらの裁定はオーディエンシア・ナシオナルで争われる。

係争中の項目は、主に、検査対象期間中の特定の財務費用の控除に関する異なる基準、および、文書化された研究、開発、技術革新の控除の一部を拒否することに関する異なる基準から生じている。この手続きに伴う偶発債務は57百万ユーロである。債務の免除を確実にするために保証が利用可能である。

・ 12月27日付法律2012年第15号による使用済核燃料への課税に関連して、エネルギー持続可能性への税制措置に関して、Endesa Generación S.A.U.が、法律の経過措置規定3に規定されている遡及性係数の計算のために、2022年2月22日の中央課税不服申立て会(TEAC)の決議に定められた基準を適用すべきと考え、様々な進行中の手続きにおいて、税制基準の修正を求めている。これらの主張により、Endesa Generaciónは142百万ユーロの返金を要求した。2024年3月22日、租税検査官は、5百万ユーロが返金されるべきであると認め、要求されている残りの返金額に関する決定は留保した。

・ 他方、貿易組合Comisiones Obreras(CCOO)、Sindicato Independiente de la Energía(SIE)およびConfederación Intersindical Galega (CIG)は、2020年12月16日、国家高等裁判所において、「エンデサの枠組みの団体協約5」の特定の逸脱規定の無効を求める集団争議を提起した。原告の見解によれば、問題の廃止規定は、社会的利益および経済的権利を不法に排除したとのことである。エンデサは、受動的な人材の社会的便益の変更に対する異議申し立て(2019年3月26日付の控訴高等裁判所および2021年7月7日付の最高裁判所における有利な判決)で主張されたことと一致する、彼らの絶対的な適法性を擁護する、反対の立場を維持した。2021年11月15日、国家高等裁判所は、「エンデサの枠組みの団体協約5」の適法性を宣言し、控訴組合側の請求を棄却する判決を下した。この判決は、貿易組合Comisiones Obreras(CCOO)、Sindicato Independiente de la Energía(SIE)およびConfederación Intersindical Galega(CIG)により最高裁判所に上告され、2024年4月25日に、最高裁判所の本会議場で下された判決が通知された。同判決は、貿易組合による上告が満場一致で棄却され、Endesaの主張を受け入れたものである。

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】

業績等の概要

(1) 事業の概観

2023年12月31日において、当社は、本土発電18.2%、配電44.2%および最終顧客向け販売29.6%(規制緩和市場)の市場占有率を持ち、ポルトガルおよび北アフリカにおいて存在感を有していた。当社の中核的事業は、エネルギー事業である。当社はまた、当社の中核であるエネルギー事業に関連する事業(再生可能エネルギーおよびコージェネレーションならびに天然ガスの配給および供給等)にも従事している。

当社の電力事業は、主としてスペインおよびポルトガルに焦点を当てている。

2023年12月31日において、当社は21,956メガワット(2022年は22,819メガワットで3.8%減)の総設備容量を有し、2023年に当社は60,264ギガワット時(2022年は64,716ギガワット時で6.9%減)を発電、77,688ギガワット時(2022年は79,003ギガワット時で1.7%減)を販売し、約10.52百万人の顧客(供給先)(2022年10.55百万人の顧客で0.2%減)に電力を供給している。

同日現在、当社は9,035人の従業員を有し、当社の総資産は約41.3十億ユーロであった。

2023年において、スペインで配電網を通じて最終顧客に供給されたエネルギー量は、136,363ギガワット時(2022年は131,813ギガワット時)であり、配電網は319,136キロメートル(2022年は317,829キロメートル)にわたり、顧客基盤は約12.548百万人(2022年は12.459百万人)であった。

ポルトガルにおいて、ENDESA Generación Portugal, S.A.は、現在855メガワット(控除後837メガワット)(2つのグループで構成される。)の複合循環発電所を操業している会社であるElecgas, S.A.(以下「Elecgas」という。)に対して50%の出資持分を有している。またエンデサは、Elecgasが発電するエネルギーの100%を両当事者間で有効である料金徴収契約によって所有している。

投　　資

2023年および2022年においては、有形固定資産および無形資産へのエンデサによる総投資はそれぞれ2,463百万ユーロおよび2,370百万ユーロであった。

	注記(1)	投資 (単位：百万ユーロ)		
		2023年	2022年	Chg (%)
発電および供給		**1,192**	**1,072**	**11.2**
従来型発電(2)		289	253	14.2
再生可能発電		859	785	9.4
エネルギー供給		3	1	200.0
その他の商品およびサービスの供給		41	33	24.2
配　　電		**859**	**819**	**4.9**
構造、サービスおよびその他(3)		**17**	**11**	**54.5**
有形固定資産合計(4)(5)	**20.1**	**2,068**	**1,902**	**8.7**
発電および供給		**352**	**379**	**(7.1)**
従来型発電		18	19	(5.3)
再生可能発電		64	71	(9.9)
エネルギー供給		230	247	(6.9)
その他の商品およびサービスの供給		40	42	(4.8)
配　　電		**33**	**72**	**(54.2)**
構造、サービスおよびその他(3)		**10**	**17**	**(41.2)**
無形資産合計(5)(6)	**23.1**	**395**	**468**	**(15.6)**
総投資合計		**2,463**	**2,370**	**3.9**
資本費補助および施設移転		**(201)**	**(199)**	**1.0**
発電および供給		**(3)**	**-**	**該当なし**
従来型発電		(3)	-	該当なし
配　　電		**(198)**	**(199)**	**(0.5)**
純投資合計		**2,262**	**2,171**	**4.2**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2023年、60百万ユーロ(2022年は82百万ユーロ)の本土外領域(TNP)における総資本的支出を含む。

(3) 構造、サービスおよび調整。

(4) 2023年、147百万ユーロ(2022年は23百万ユーロ)となる使用権に関する追加を含む。(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記21を参照のこと。)

(5) 2023年、低炭素製品、サービスおよび技術への総投資について2,355百万ユーロ(95.6%)および石炭/燃料および複合循環発電所への総投資について108百万ユーロ(4.4%)((2022年は2,274百万ユーロ(95.9%)および96百万ユーロ(4.1%))が含まれる。

(6) 2023年、本土外領域(TNP)への投資に関連する2百万ユーロ(2022年は1百万ユーロ)が含まれていた。

主要な投資

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.1、20.4および23.1を参照のこと。

規制枠組み

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6を参照のこと。

2023年における規制の動向

スペインにおける規制枠組み

配電事業の報酬

2024年2月1日、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)の2024年1月18日の決議が公表され、送配電事業者が送配電以外の業務において光ファイバーを使用した場合の年間報酬の調整額の算出方法が定められた。

本土外の領域における電力システム(TNP)

省令TED2022年1315号の公告後である2023年2月3日、エネルギー政策および鉱山総局は、2023年1月24日の決議を公告し、2021年下半期の硬質石炭、石油、軽油および軽油に適用される製品価格ならびに特別税を、本土外の領域に所在する発電グループの当該期間の清算に適用することとした。本省令では、燃料価格は、2021年11月16日付の最高裁判所判決2021年第1337号は違法とされ、燃料価格の設定のために適用されるべきではないとエネルギー対策および鉱山総局が考えるように、2015年7月31日付国王布告法2015年第738号の暫定規定3に規定された数値を参考にして適用されるべきであると規定している。

一方、2015年7月31日付国王布告法2015年第738号の条件に基づき、2023年1月、環境移行・人口課題省(「MITECO」)は、追加報酬制度の受給資格に関する有利な適合性決定のための競争手続きを招集するためのエネルギー担当大臣の決議案を聴取する手続きを開始した。この手続きでは、システム運用者が実施したカバレッジ分析の結果明らかになった追加的な電力需要を補填できる適用などに互換性の判断が与えられることになる。2023年11月6日、この決議案の新しいバージョンについて公聴会が開かれ、本決議案では、システム運用者から受け取った最新の情報を反映して電力需要が更新され、最終的に提出された申請を評価するための新たな基準や規模など、多くの追加的な側面に取り組むものとなった。

さらに、2023年6月13日付国王布告法2023年第446号は、小規模電力消費者(SCVP)の自主的価格の算出方法を調整し、本土外の領域(TNP)における発電事業に関連する規制の一部を修正した。

- 2023年1月1日から適用される燃料費の調整係数を廃止する。
- 2023年7月1日現在で実施されている二酸化炭素(CO2)排出枠の算定に相関係数を導入し、施設の実際の排出量を考慮する。

- これは、供給安定性を保証するためにとられた特別措置から生じる経済的影響により、1年物Euriborレートに50ベーシス・ポイントを加算したレートに基づいて、措置が承認された年度の電力部門の規制活動の決済完了から当該年度の最終決済承認日までのタイムラグに対する財務上の費用を認識するものである。

最後に、2018年および2019年の本土外の領域(TNP)の生産活動費用の最終金額を承認する決議が2023年7月に公表され、9月には2020年に関する決議案の作成が開始された。

再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物からの生産

2023年7月8日、2023年6月30日付省令TED2023年第741号が官報(BOE)に公表され、2023-2025半期の報酬パラメータを更新し、特に、関連する価格および価値を現在の市場環境とより密接に整合させることを目的として、再生可能エネルギー、コージェネレーションおよび廃棄物に関する特別な報酬制度のもとで運営される特定の施設に使用される電力市場価格ベンチマークおよび燃料の修正を盛り込んだ。想定される相場には、2023年6月28日付国王布告法2023年第5号によって導入された義務に従い、フォワード価格の参照も盛り込まれている。

弱い消費者、「社会的補填」割引率

2023年1月31日、2023年1月27日付省令TED2023年第81号が公表され、ウクライナと中東での紛争に起因する経済的および社会的影響に直面するとともに、干ばつの影響を緩和するための措置を採用する2023年12月27日付国王布告法2023年第8号によって下方修正された、社会的補填の資金調達義務者が支払うべきさまざまな単価が2023年に更新された。

一方、COVID-19のパンデミックの影響やウクライナでの戦争が続いていることから、近年、以下の措置を含む最も弱い立場にある消費者を保護するための措置が取られている(その一部は最近拡大された)。

- 社会的補填の受益者に対する割引は、2024年6月30日まで、弱い消費者に対しては25%から65%、深刻に弱い消費者に対しては40%から80%に引き上げられた。同様に、同じ期間において、払い戻しが適用されるエネルギー限度は15%引き上げられている。
- 同じ期間において小規模消費者のための自発的価格(「PVPC」)を受ける勤労者世帯で、所得が多目的収入の公的指数(「IPREM」)の1.5倍から2倍までの世帯を対象に、成人1人が増えるごとに0.3倍、未成年1人が増えるごとに0.5倍の、40%割引が新設された。
- さらに、弱い消費者、深刻に弱い消費者または社会的に排除されるおそれのある消費者に対する電気、水道およびガスの供給削減の禁止措置が2024年6月30日まで延長された。
- 最初の支払請求から4ヶ月経過後も債務不履行が続く弱い消費者に対しては、供給が遮断されない6ヶ月間、最低限の快適さを保証する限定的な電力が法律で定められている。

- 社会的補填の受給資格を得るための基準のその他の側面も修正された。具体的には、社会的補填の自動更新は2年間ごとに設定されている。さらに、弱い消費者の分類を決定するための新たな基準が設けられている。現在では、夫婦、同棲パートナーシップ、2親等以内の血族、姻戚関係、養子またはそれに類する関係で同じ世帯に住む人々によって形成される、同居ユニットという概念に基づいている。多目的収入の公的指数(IPREM)の1.5倍を14回の支払額に分割した額を基準額とし、同居ユニットの法定年齢が1人増えるごとに0.3倍、未成年者が1人増えるごとに0.5倍される。最低生活費を受けている人々も、社会的補填の恩恵を受けるグループの一部となる。上記の閾値は、特定の場合(著しい依存、性暴力、テロなど)には1ずつ引き上げられ、深刻に弱い消費者には50%引き下げられる。

経済回復・転換・強靱性計画

2023年6月6日、大臣評議会は、回復・転換・強靱性計画(RTRP)を延長する補遺の最終文書を承認し、同計画は2023年10月2日に欧州委員会により承認された。この補遺では、新たな改革パッケージが導入され、経済回復および改革の戦略的プロジェクト(PERTE)が強化されるとともに、新たに創設されたいくつかの貸付枠が盛り込まれた。具体的には、ローンに84十億ユーロ、補助金に7.7十億ユーロおよびREPowerEUプログラムに2.6十億ユーロが含まれ、回復・転換・強靱性計画の合計援助を160十億ユーロに引き上げる。この補遺には、主要な地域プロジェクトに資金を提供するために20十億ユーロが寄付された「自治体強靭化基金」の創設、一連の税制上の優遇措置や控除の追加、ガバナンスの強化などが含まれている。

電力の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)および法律上の契約体系

2023年6月13日付国王布告法2023年第446号は2023年6月14日に公布され、2024年1月1日に施行し、特に小規模消費者向けの自発的な価格(SCVP)の算出方法が修正された。

- SCVPは、契約電力が10kW以下の国内消費者および零細企業に適用される。
- エネルギー費用はOMIPを参照したフォワード商品のバスケットを組み込んだフォワード市場に部分的に連動する。これは徐々に実施され、2024年には25%、2025年には40%、2026年からは55%となる。残りは現物価格である。フォワードシグナルを指標とする部分は、月次(10%)、四半期(36%)および(54%)の商品に分配される。省令を通じて、これらの割合は修正され、参考供給者が参加している場合には、2021年9月14日付国王布告法2021年第17号に規定されている管理可能な非限界および非排出エネルギーの競売から生じる価格への言及が定式化に含まれる。
- 小規模消費者向けの自発的な価格(SCVP)は、2022年3月29日付国王布告法2022年第6号以降に負担した金額を回収するための追加係数とともに、関連する省令によって毎年設定される参考供給者のための社会的補填の資金調達費用を認識するものである。

さらに、この国王布告法は、本土外の領域(TNP)における発電の特定の規制面を修正する。

エネルギー効率

2023年3月30日、2023年におけるエネルギー効率化国家基金への拠出義務を定める2023年3月27日付省令TED2023年第296号が公表された。これは、エンデサが2023年の経済額に相当する額を49百万ユーロに設定したものであり、そのうち少なくとも30百万ユーロ(60%)を同基金に拠出しなければならない。省エネルギー証明書(CAE)を提示することにより、その契約の残りの部分を満たすことができる。

一方、2023年1月25日には、2023年1月24日付国王布告法2023年第36号が公布され、2023年7月18日付省令TED2023年第815号により一部施行された省エネルギー証明書(ESCs)の制度が制定された。一方、2023年7月18日付省令TED2023年第845号は、エネルギー効率行動に関する標準化措置のカタログを承認するために制定された。

最後に、2023年12月26日、2024年における国家エネルギー効率化基金に拠出される供出金に関する省令案の手続きが開始された。エンデサには、2024年の貯蓄義務として99百万ユーロの経済相当額が割り当てられており、そのうち少なくとも35%は同基金への拠出金で賄わなければならないが、残りの義務はESCsの提示によって満たすことができる。

2023年の電気料金

2022年12月22日、2022年12月15日付スペイン国市場および競争委員会(CNMC)決議が官報(BOE)で公表され、2023年1月1日付で適用される送電網および配電網のアクセス料金の価格を承認し、2022年1月1日付で有効となった価格から平均して1.0%の減額となった。

一方、2022年12月29日、12月23日付省令TED2022年第1312号が官報(BOE)で公表され、2023年1月1日から適用される電力システム料金および2023年に適用される電力システムの特定の規制費用を承認した。平均して、2023年の新しい料金は2022年1月1日に承認された料金より約40.0%低い。

2024年の電気料金

2023年12月25日、2023年12月21日付スペイン国市場および競争委員会(CNMC)決議が官報(BOE)で公表され、2024年1月1日付で適用される送電網および配電網のアクセス料金の価格を承認し、2023年1月1日付で有効となった価格から平均して1.1%の減額となった。

2024年の料金に関連して、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号は、ウクライナおよび中東で進行中の紛争の経済的および社会的影響に対処し、また、スペインの干ばつの影響を緩和するための措置(以下、さらに詳しく説明する。)を採択し、2024年に適用される料金を承認する省令が最終的に承認されるまで、2023年の料金を延長した。これに関連し、2024年2月14日、2024年2月9日付省令TED2024年第113号が官報(BOE)に公布され、2024年の電力システム料金の価格を設定し、電力システムの様々な規制費用を設定した。これは2023年の料金水準を維持し、2024年2月15日に施行された。

第7次一般的放射性廃棄物計画草案(GRWP)

2020年、環境移行・人口課題省(MITECO)は、第7次一般的放射性廃棄物計画(GRWP)の環境戦略的通常評価手続きを開始した。これは、使用済原子力燃料を含む放射性廃棄物の管理ならびに原子力施設の解体および廃止措置に関する政府の方針を更新する文書である。GRWPの環境戦略的声明は2023年7月27日に公表された。本計画は、最終的に2023年12月27日に大臣評議会によって承認された。この点に関して、本計画から得られる将来費用の見積もりにばらつきがあることを踏まえ、MITECOは2024年1月12日、稼働中の原子力発電所に関して、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (Enresa)が提供するサービスの財源に充てるための非課税公共賦課金に関連する固定ユニット税率を修正する国王布告案に関する協議手続きを開始した。この提言によると、ユニットの固定料金は2024年7月1日時点で7.98ユーロ/MWhから11.14ユーロ/MWhに引き上げられる。

閉鎖された配電網に関する国王布告

2023年4月26日、2023年4月25日付国王布告2023年第314号が公布され、閉鎖された配電網に対する行政許可の手続きおよび要件ならびに閉鎖された配電網およびその所有者に対する特別な条件および要件だけでなく、行政許可手続きおよび取消事由が規定された。

この規定に従い、敷地面積が8km^2を超えない工業地域は、閉鎖された配電網として認可される。ただし、その配電網は、自社の配電網を用いてその敷地内にある工業会社に電気を配電することを条件とする。

産業消費者は、経済活動の国家分類(CNAE/NACE)のカテゴリーBまたはCに属する者とみなされ、グループDおよびEに属するものの、統計上は産業として適格な者とみなされる。

また、最大100人の非産業消費者が、当該配電網に参加できる。ただし、その消費者が産業と関係があり、配電網の内部または隣接しており、かつ、総電力消費量の2%以下であることが条件となる。

閉鎖された配電網の産業所有者は、それを構築するか配電会社から購入する必要があり、その管理、メンテナンスへの投資ならびに接続している消費者への通行料、料金およびその他の費用の請求に責任を負うが、閉鎖された配電網の構成員に電力を販売する業者は、消費されたエネルギーのみを請求する。

COVID-19健康危機、ウクライナ戦争、その他の脆弱な状況に伴うエネルギー分野での取組

2020年3月以降、COVID-19の流行とそれに伴う健康危機を受けて警報状態が発表された後、政府はパンデミックによる経済的および社会的影響に対処するための様々な行動を想定した、様々な国王布告法を採択した。その後、ウクライナで進行中の戦争が経済的および社会的にもたらす影響に対応するため、これらの措置の一部が延長され、新たな措置が採用されている。

先述した様々な電力供給事業に関連する具体的な措置を別にすれば、この文脈でとられた主な措置は以下のとおりである。

- 税制面では、ガスおよび電力に対する付加価値税(VAT)の5%の引き下げが2023年12月31日まで延長され、電力に対する物品税が0.5%に引き下げられ、電力生産額に対する課税が停止された(この特別な措置に関連して、電力システムは、収入と料金の費用が均衡することを確保するため、同額が補償される)。

- 特に、今回承認された規制の変更に伴い、顧客が請求書に含まれる様々な項目を理解できるように、電気料金請求書にさらなる情報を記載し、説明しなければならない。
- 供給者は、変更前と変更後の価格比較および年間費用の見積もりを含め、契約を変更する場合は、1ヶ月前に顧客に通知しなければならない。また、スペイン国市場および競争委員会(「CNMC」)に、契約解除の条件や契約に必要な追加サービスを含め、利用可能なオファーの価格に関する透明で比較可能な更新された情報を常に公表し、送付しなければならない。
- 関税および料金に関しては、2023年12月31日まで電力集約型消費者に対する電気料金の80%引き下げが実施され、その結果生じる費用は国家一般会計予算(「PGE」)から補填され、その額は112.5百万ユーロに相当する。さらに、電力システム料金に充当するため、国家一般会計予算(PGE)から2,000百万ユーロが割り当てられる。最後に、同法は、2022年の精算で発生する可能性のある剰余金は2023年の精算に配分されることを規定している。
- 天然ガスのラストリゾートタリフ(TUR)の料金に関連して、2022年までのガスTUR見直しにおける原材料費用の最大15%上昇という要件が2023年12月31日まで延長された。一方、消費量が50,000キロワット時/年を超える所有者(またはそのグループ)およびエネルギーサービス会社のコミュニティーに対して、コスト削減を目的として、2023年12月31日まで有効な新しいTURが創設された。これらのガス対策費用は国家一般会計予算で賄われる。
- 容量3メガワット以上の充電ステーションはすべて、環境移行・人口課題省(MITECO)の認可を前提として、公共事業として認定される。より低い容量のステーションは、行政上の認可を得るための要件から免除される。さらに、電気モビリティを促進するため、2024年12月31日まで、新型電気自動車の買取価格および事業活動に使用していない納税者所有地に充電ステーションを設置するための金額について、個人所得税の源泉徴収額から15%を控除することが盛り込まれている。
- また、天然ガス価格の上昇を補うために、ガス集約型会社への援助も行われている。
- ガソリン、ディーゼル燃料、液化石油ガス(LPG)、液化天然ガス(LNG)、圧縮天然ガス(CNG)、バイオメタンまたはバイオディーゼルなどの特定のエネルギー製品については、0.20ユーロ/kg (0.20ユーロ/l)の特別割引が導入されている。
- ヨーロッパの法律に従い、電気部門における新しいテーマである市民エネルギーコミュニティーを紹介する。その他の権利の中でも、これらのコミュニティーは配電網を所有し、消費者が集団的な自己消費を行うための代表としての役割を果たすことができる。既存の再生可能エネルギーコミュニティーの概念については、欧州の特定の法律に基づいて新たな権利が定義され、関連する配電網業者が「エネルギー移転」を促進する。これらのコミュニティーは、システム費用の全般的な配電に貢献するように、関税および料金ならびに関連する料金および税金の適用を受けることになる。

これらの措置のいくつかは、その後、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号をとおして延長された。これは、ウクライナおよび中東で進行中の紛争の経済的および社会的影響に対処するための措置ならびにスペインにおける干ばつの影響を緩和するための措置であり、その詳細は、後述する。

これらの措置には、2022年10月11日にスペイン政府が発表した「＋エネルギー安全保障計画」として知られる緊急時対策が含まれる。これは、ウクライナ戦争による価格危機から国民を保護し、ガス消費量を削減し、エネルギー自給率を向上させ、競争力を高め、また、エネルギー輸出を拡大することを目的としたもので、欧州連合全体にわたるスペインの他のパートナーとの連帯を図るものである。政府は、本計画により、今後冬季の一次天然ガス消費量を5.1%から13.5%削減することが可能になると見込んでおり、これはすでに実施されているまたは計画中のその他の対策とあわせて、EUの公約を達成することができる。本計画では、73の施策(既に承認または開始されたものもあれば、まだ最終決定していないものもあり、これらについては法制の見直しが予定されている)を想定しており、6つの主要ブロックで構成されている。

1．エネルギー効率および保管。
2．エネルギー移行の駆動。
3．弱い消費者、家庭および事業の保護。
4．税制上の措置。
5．戦略的自律性。
6．他の欧州パートナーとの連帯。

電力部門における研究および革新を促進するための規制試験台

2022年7月12日、2022年7月11日付国王布告2022年第568号が官報で公布され、電力部門における研究および革新の促進のための規制試験台の一般的な枠組みが制定された。その目的は、規制改正を促進し、部門のニーズにより適合した改正が行われるよう支援することにより、規制の改良の可能性をテストするための管理された空間を設定することである。したがって、この規則は、研究および革新を促進するためのパイロットプロジェクトの立ち上げを可能とするものであり、その数量、期間および地域は限定されており、部門別規制の適用除外を必要とする場合がある。本プロジェクトの開発者は、試験プロジェクトごとに具体的な規則および条件をスペイン国市場および競争委員会(CNMC)と共同して、エネルギー担当大臣と試験議定書を締結しなければならない。2023年6月6日、2023年5月31日付省令TED2023年第567号が官報(BOE)で公布され、電力部門における研究および革新の促進のための規制試験台へのアクセスを発表した。

電力集約型消費者のための法令

2023年6月13日付国王布告2023年第444号は、2023年12月15日付国王布告2020年第1106号の電力集約型消費者に関する規制を改正するものであり、2023年6月14日に公布された。本国王布告は、2020年に承認された電力集約型消費者に関する法令を改正するもので、特定の産業施設の要件が電力集約型消費者として認証されるための要件を規定している。この改正により、適格事業のカタログが拡充され、特定の要件が削減されるため、受益者が拡大する。また、再生可能エネルギーに対する特定の報酬制度に関連する費用および本土外の電力システムの費用を相殺するための補助金の上限額も、すべての事業の85%から、次のように更新される。重大なリスクのある部門に対しては85%、リスクのある部門に対しては75%(消費量の50%が炭素源によるものであり、消費量の10%または再生可能エネルギー資源からの自己消費で消費量の5%についてフォワード契約を締結していることを証明できる場合は85%まで)、または特に脆弱な施設(すなわち、電気費用が一定の粗付加価値(GAV)の閾値を超える場合)に対してはより高い割合に更新している。ただし、いかなる場合においても、受益者が負担する料金は、0.5ユーロ/MWh以下であってはならない。

さらに、前述したように、電力集約型消費者証明書を保有する消費者は、送配電網へのアクセス料金について、一時的に最大80%の減額を受ける権利を有している。

環境評価法の改正

2023年6月13日付国王布告2023年第445号は、2023年6月14日に官報(BOE)で公布され、2013年12月9日付法律2013年第21号の付属書I、IIおよびIIIを改正し、環境評価については、通常および簡素化された評価手続の対象となるプロジェクトを規制し、欧州の法律との整合性を図るとともに、同法が施行されていた数年間に蓄積された経験に基づき、内容の一貫性を高め、更新する。主な内容は以下のとおりである。

- 特に、エネルギー部門、産業および鉱山に影響を与えるプロジェクトを中心に、通常の手続きで環境影響評価の対象となる新しい種類のプロジェクトを紹介している。
- 一部のプロジェクトを手続きから除外していたいくつかの閾値を撤廃することによって、簡素化された評価手続きの範囲を拡大する。現在、簡素化された評価手続きの対象となっているプロジェクトは、電気化学電池を使用した独立型エネルギー貯蔵施設、または電力施設とハイブリッド化された技術、既設の送電線の特定の再電源もしくは再生可能資源から電解水素、光電水素、光触媒水素を製造するための産業施設である。

2022年12月27日付法律2022年第38号、一時的なエネルギー税、信用機関および融資機関への課税ならびに巨万の富に対する臨時連帯税の創設および特定の税制規則の改正

本法は、最終的に2022年12月28日に官報(BOE)に公布されたものであり、エネルギー賦課金に関する本法の主な側面は以下のとおりである。

- 2023年および2024年については、同法は、支払義務が発生する年(暦年の初日に発生する)の前年にスペインで実施された事業から得た純売上高に対して1.2%の一時的な賦課金を導入している(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51を参照のこと。)。

- 課税収入には、炭化水素税、石油由来燃料に対するカナリア諸島自治州の特別税ならびにセウタおよびメリーヤにおける燃料および油性燃料に対する補完税の対象となるものは含まれず、その代償は、影響の及ぶ方法で支払うか、あるいは負担された。課徴収入はまた、規制価格による供給(電力は「PVPC」、ガスはTUR、ボトル入りLPGおよびパイプ入りLPG)ならびに電力および天然ガスの送配電網からの規制収入として理解されている規制活動に関連する収入や本土以外の地域で規制報酬および追加報酬の対象となる発電の場合は、市場からの収入および経済的発送電を含む、設備から受けたすべての収入も除外する。
- この賦課金は、エネルギー部門における主要事業者の地位を有し、2019年の年間売上高が1,000百万ユーロを超えているか、または、2017年、2018年および2019年に主要事業者となる資格のある活動の売上高が、当該年の総売上高の50%を超える個人または団体に適用される。また、同法では、エネルギー部門における主要事業者の地位を保有するのは、スペインで原油または天然ガスの生産、石炭採掘または石油精製に従事し、また、賦課金の支払い義務が発生する前年において、採掘、採鉱、石油精製または原料植物製品の製造分野における経済活動から、少なくとも75%の売上高を生み出している個人または事業体であるとしている。
- 連結納税制度の下で課税される企業グループの一部を構成する場合、純売上高は、その企業グループを参照して決定される。
- この賦課金は、非課税公課の法的地位を有し、法人収益税の課税基準上、税金控除の対象となる費用とはみなされず、第三者に転嫁することもない。

2023年12月27日付国王布告法2023年第8号は、ウクライナおよび中東における紛争の経済的および社会的影響に対処するための措置ならびにスペインにおける干ばつの影響を緩和するための措置に関するものであるが、2024年1月1日から行われる戦略的投資に対してエネルギー部門に適用されるインセンティブとしての2024年国家一般予算法の導入および2024年度の税制への統合に向けた両課税の構成の見直しに影響を与えることなく、これらの暫定税率を2024年まで延長した。

2023年12月27日付国王布告法2023年第8号、ウクライナおよび中東における紛争の経済的および社会的影響への対応ならびにスペインにおける干ばつの影響の緩和のための措置

2023年12月28日、ウクライナおよび中東進行中の紛争ならびにスペインでの干ばつによる経済的な影響を受けて、この国王布告法が官報(BOE)で公布され、現行の措置を延長し、新たな措置が施行された。エネルギー部門に影響を与えるこの法の主要点は次のとおりである。

- エネルギー税制の分野では、既に実施されている措置の一部が延長され、一定の変更や新機能が追加された。付加価値税(VAT)の場合、2023年12月31日まで適用されていた5%の軽減税率が、電力の場合は2024年いっぱい、天然ガスの場合は2024年3月31日まで10%に引き上げられている。特別電力税については、2023年12月31日まで適用されていた0.5%の軽減税率が2024年第1四半期には2.5%、2024年第2四半期には3.8%に上昇し、電力生産価値税については、2024年第1四半期には3.5%、2024年第2四半期には5.25%、それ以降は7%となる。最後に、純売上高の1.2%のエネルギー税は2024年まで延長されたが、2024年1月1日以降のエネルギー部門における戦略的投資のインセンティブが2024年一般国家予算に導入されることおよび2024年度の税制への最終的な統合に向けた税体系の見直しを妨げるものではない。

- 社会的保護措置のうち、社会的補填による割引(弱い消費者向け65%、深刻に弱い消費者向け80%および低収益の勤労者向け40%)は、不払いの場合に電気、水道およびガスの基本供給を停止することを禁止していたのと同様に、2024年6月30日まで延長された。また、規制されたガス料金(TUR)の上昇限度額および住宅所有者団体に対する特定規制料金(TUR)の存在が延長された。一方で、代理人に義務付けられている様々なカテゴリーについて、社会的補填の資金調達のユニット価格が調整されている。
- 関税および料金に関連して、2023年の料金は、2024年の料金が省令によって認可されるようになるまで延長され、電力集約型産業のための送配電網へのアクセス料金に対する80%の割引が維持された。最後に、2022年および2023年の決算による剰余金は、2024年の電力システム料金の財源に充当されることが想定されており、一般国家予算には、制度の経済的および財政的な持続可能性を確保するため、料金に関連する費用を賄うための追加項目が含まれる。
- 再生可能エネルギープロジェクトの展開については、一定の行政上のマイルストーンを達成するために規則に定められた期限が延長された。したがって、2017年12月31日以降、本規則以前にアクセス許可および接続許可を取得したプロジェクトについては、建設に関する行政認可の証明期限がさらに6ヶ月延長され、2024年7月25日までとなっている。さらに、これらのプロジェクトは、国王布告法の施行日または建設行政許可日のいずれか遅い方の日から3ヶ月以内に、2020年7月25日から最長8年までの最終営業許可取得期間の延長、またはアクセス許可取得期間の延長を請求することができる。揚水発電および洋上風力発電については、最終運転許可を除く、許可の有効合計期間が9年間を超えないことを条件に、延長を請求することができる。同様に、電気部門に関する、2013年12月26日付法律2013年第24号は、再生可能エネルギー競売で授与される合計得点の30%までのウェイトを持つ非経済的な裁定基準を導入するために改正されている。
- 自己消費に関連して、余剰電力がこれらの施設から確実に排出されることを目的として、競売のために確保された容量の10%が送電網の全ノードに対して解放されることが想定されており、これにより、2022年3月29日付国王布告法2022年第6号に基づいてすでに導入されている制度が、それ以降に宣言されたか、または将来宣言される競売ノードにも拡大される。
- 新たな消費のための送電網への接続申請に関連して、大口消費のための許可証の買い占めを廃止するための様々な措置が導入されており、より正確には、金銭的担保および一定期間経過後の許可証の自動失効によるものである。
- 最後に、水力発電によるエネルギーの貯蔵も水利用の1つであり、都市への水の供給や農業用水に次いで第3位であるが、発電やその他の工業用水よりは上位である。これに関連して、揚水権益は適宜適応され、それらの再出力が促進される。

2023年天然ガス料金

2023年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)を定めた2022年12月22日のエネルギー政策・鉱山総局の決議は2022年12月28日に公表された。2021年9月14日付国王布告法2021年第17号の規定と比較すると、この結果、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)およびラストリゾートタリフ3(LRT3)について、それぞれ、およそ7.7%、9.0%および9.5%の値上げとなった。一方、2022年10月18日付国王布告法2022年第18号により、所有者のコミュニティに適用されるLRT料金は、約2.0%引き下げられた。

2023年3月30日、2023年3月28日付のエネルギー政策・鉱山総局の決議が公表され、2023年4月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)が設定され、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)はそれぞれ約26.4%、約30.1%、約31.7%引き下げられた。一方、2022年10月18日付国王布告法2022年第18号に示されているように、所有者のコミュニティーに適用されるLRT料金は、48.7%から57.3%の間で引き下げられた。

2023年6月29日、2023年6月27日付のエネルギー政策・鉱山総局の決議により、2023年7月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)が定められ、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)について、それぞれ約2.3%、2.8%、3.0%引き下げられた。一方、2022年10月18日付国王布告法2022年第18号に示されるように、所有者のコミュニティーに適用されるLRT料金は、3.4%から5%の間で引き下げられた。

最後に、2023年9月28日付のエネルギー政策・鉱山総局の決議が2023年9月29日に公表され、2023年10月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)が確定した、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)について、それぞれ約3.4%、0.3%、1.1%引き下げられた。一方、2022年10月18日付国王布告法2022年第18号に示されているように、所有者のコミュニティーに適用されるLRT料金は10.7%から20.2%の間で引き上げられた。

2024年天然ガス料金

2023年12月28日付のエネルギー政策・鉱業総局の決議が2023年12月29日に公表され、2024年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)が、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)について、それぞれ約6.5%、7.9%、8.5%引き上げられた。一方、2022年10月18日付国王布告法2022年第18号に示されているように、所有者のコミュニティーに適用されるLRT料金は、およそ4.8%から6.8%の間で引き上げられた。

ヨーロッパにおける規制枠組み

ヨーロッパにおけるエネルギーおよび環境

気候中立を実現し気候規則を修正するための枠組みを定める2021年6月30日付欧州議会および委員会規則(EU) 2021/1119は、1990年のレベルと比べて2030年までに温室効果ガス(GGE)の正味排出量を少なくとも55%削減するヨーロッパ規模の目標を設定している。

また、2021年7月14日、欧州委員会は、この目標を達成するための政策パッケージを採用した(「Fit for 55」として知られている。)。主要な政策は、以下のとおりである。

- 排出量取引制度(ETS)の見直し。年間削減率を高めることで排出枠を削減し、2030年には2005年比で62%の削減目標を設定する。他の事項のなかでも、この見直しは、航空に関する証明書の無償割当を廃止し、海上輸送を対象範囲に収めるとともに、道路交通および建築物に関する新たな排出権制度を創設するものである。
- 建物、道路輸送、国内海運、農業、廃棄物および小規模産業に関する各加盟国に対する排出削減目標を通じた、加盟国による温室効果ガスの年間排出量削減を義務付ける規則(努力分担規則として知られている。)の強化。
- 2023年10月に承認された再生可能エネルギー指令の見直し(EU指令2023/2413)により、再生可能エネルギー発電の目標が、「Fit for 55」パッケージで提案された40%から、次節で述べるREPowerEU計画で想定される42.5%(45%の達成を目指す)に引き上げられる。
- 2023年9月に承認されたエネルギー効率指令(EU指令2023/1791)の見直しでは、2030年までに消費量を11.7%削減するというEU全体の目標を設定した。これは、Fit for 55パッケージで想定されていた9%の目標よりも野心的であるが、REPowerEU計画で提示されている提案(13%)よりは低い。
- 二酸化炭素(CO2)のより厳しい排出基準を乗用車および小型商用車に関して提案することで、2035年時点に登録されるすべての新しい乗用車を排出ゼロにする。運転手がその乗用車を充電または燃料を供給できることを確保するため、代替の燃料インフラの展開に関する欧州議会および委員会規則により、加盟国は、排出ゼロの乗用車の販売に比例して充電容量を拡大し、主要な道路に一定の間隔で充電および燃料供給地点(60キロメートルごとに電力充電地点、および150キロメートルごとに水素補給地点)を設置することが求められる。
- 航空機および海運セクターは、主要な港および空港においてクリーンな電力供給を利用しなければならない。
- エネルギー課税指令を改正し、エネルギー製品の課税をEUのエネルギーおよび気候政策と整合させることを提案する。
- 電力を含む、対象となる製品の輸入において、炭素(CO2)価格に対応した価格の支払いを義務付ける新しい炭素国境調整メカニズムを提案する。本メカニズムは、2023年5月10日付規則(EU)2023/956により2023年5月に承認された。

高額なエネルギー価格に対処するための措置

エネルギー価格の更なる上昇により、欧州理事会は2022年10月6日、当該高価格の影響を緩和するための緊急介入に関する期限を定めた措置の規則を公表した。主な措置は以下のとおりである。

- 2022年12月から2023年3月まで有効な、月の総消費の10%およびピーク時間の10%のうち少なくとも消費の5%、またはピーク時間の消費の3%を削減すること。
- 特定の外縁の電力生産者の市場収益に対する180ユーロ/メガワット時の上限、および最終顧客への剰余金の再配分の導入。
- 世帯および中小企業への供給価格を設定する際に、加盟国が公的介入措置を適用できるようにすること。
- 石油、天然ガス、石炭および精製部門で主に活動する欧州連合内の企業からの連帯拠出を定めること。これは、2022年度および/または2023年度に適用される、前年度を上回る「超過」利益に基づいて計算される。

これらの措置に関連して、欧州委員会は、2023年6月5日、エネルギー価格の高騰を緩和するための一次的な緊急措置の見直しに関する報告書を公表し、これらの措置を延長する必要はないとの見解を示した。

本規則は、上昇する価格および高まるボラティリティの結果としてエネルギー企業が直面している流動性の困難に対処し、欧州理事会が欧州規制当局(欧州証券市場監督機構(ESMA)および欧州銀行監督機構(EBA))とともに、担保および保証に関連する問題、ならびに過度な日中のボラティリティを制限する潜在的な方法を評価していると述べた。

並行して、卸売ガス市場の新たな価格キャップメカニズムおよび電力市場の新たなデザインについて、さらなる議論が行われた。

この点について、2022年12月29日、規則2022/2578が欧州連合官報で公表され、いわゆる市場調整メカニズムが確立された。これは、世界市場価格を反映しない、欧州連合における過度に高額なガス価格の発生を制限するために促進される一時的な手段である。このメカニズムは、Title Transfer Facility(TTF)の主要デリバティブ市場における天然ガス取引、および他の仮想交換ポイントと結びついたデリバティブに適用され、満期は1か月から1年の間である。この規則は2024年1月31日までの実行によるものである。しかし、2023年12月19日に規則(EU)2023/2920が欧州連合(OJEU)の官報で公布され、その有効期限は2025年1月31日まで延長された。

また、2022年12月29日に、ガス購入の調整強化、信頼性のある価格基準および国境を越えたガス交換を通じて、連帯性の水準を向上させるための規則(EU)2022/2576が公表された。2023年12月29日に、規則(EU)2022/2576の適用期間を2024年12月31日まで延長することを改正する規則(EU)2023/2919が欧州連合官報(OJEU)で公表された。

一方、再生可能エネルギーの展開を加速するための枠組みを定めた規則(EU)2022/2577が2022年12月29日に公表された。本規則は、当初18ヶ月間の実行によるものであった。しかし、2024年1月10日に欧州連合(OJEU)の官報に掲載された規則(EU)2024/223により、一定の規定が2025年6月30日まで延長された。

2023年3月28日、規則(EU)2023/706により、理事会は、2022年8月5日の理事会規則(EU)2022/1369に規定されているように、加盟国内のガス需要を15%削減するために実施されている自主的措置を、さらに1年間(2023年4月1日から2024年3月31日まで)延長することに合意した。

担保設定の課題に関連して、欧州委員会は、2023年11月28日、委員会委任規則153/2013を改正し、非財務清算会員について、エネルギーデリバティブの手形交換所に対する無担保銀行保証の使用を2024年5月29日まで延長するという規則案を採択した。この規則は、議会および理事会の精査期末に公表される。欧州連合の官報(OJEU)において公布されると、翌日に発効する。

電力市場の改革に関する提案

2023年3月14日、欧州委員会は、欧州議会および理事会における議論において、電力市場の改革に関する議案を採択した。提案の主な特徴は以下の通りである。

- 新しい風力、太陽光、地熱、水力および原子力施設の電力購入契約(PPA)の利用促進および差金決済契約(CfD)を利用による価格変動から顧客を守る再生可能エネルギー(およびクリーンな技術)の促進、ならびに耐用年数の再発電、拡張、または長期化。
- 柔軟性メカニズムを強化し、目標を示し、加盟国が需要管理や貯蔵のための支援制度を導入できるようにする。
- 消費者保護の強化。市場のボラティリティへのエクスポージャーを軽減するため、販売業者にヘッジ義務を課すこと、ラストリゾートの供給者の役割を創出すること、加盟国が危機に陥った場合、規制された小売価格を家庭や中小企業に拡大できるようにすること、とりわけ、弱い消費者の接続を切断することの禁止をさらに厳しくすること。

さらに、ネットワーク報酬の方法論は、配電網およびネットワークのニーズを予測できる投資を考慮すべきであると述べている。

2023年9月14日、欧州議会は電力市場改革案に関する合意を承認し、2023年10月17日、欧州理事会は、この問題に対する姿勢について合意に至った。最終的に、両機関は2023年12月14日に合意に達し、2024年初頭に正式に採択される見込みである。注目すべきは、最終合意において、容量メカニズムは、もはや最後の手段のメカニズムとしての資格はなく、また、承認手続きをいかに迅速化および合理化するかを検討するよう欧州委員会に求めていることである。

一方、欧州委員会は2023年3月14日、卸売エネルギー市場の整合性および透明性に関する規則(REMIT)の改正案を採択した。本提案は、制裁および調査権限を付与された欧州連合のエネルギー規制機関間協力庁(ACER)の権限を大幅に拡大するものである。本提案はまた、内部情報および市場参加者のような条件を定義することを試みている。一方で、市場濫用規則から取り上げた新たな規定を紹介しており、市場参加者の義務と重複している場合もある。2023年11月16日、欧州理事会および欧州議会は暫定合意に達した。法制化の手続きは、理事会および議会による正式な承認と、欧州連合の官報(OJEU)における公表待ちである。

再生可能エネルギー指令

2023年10月18日、再生可能エネルギー指令(EU)2023/2413の改訂が欧州連合官報で公表された。

最も注目すべきは、同指令が2030年までに欧州最終エネルギー消費量の42.5%の再生可能エネルギー目標を導入し、最終的には45%に達することを目標としていることである。この指令はまた、許認可を迅速化し、「再生可能エネルギー促進地域」と呼ばれる地域の内外に位置するプロジェクト間で差別化を図るための様々な措置も導入している。

また、ガスが再生可能とみなされるために満たされなければならない一定の要件を確立する。委任された2つの法で、水素のような非生物由来のガスが再生可能であるとみなすために満たさなければならない基準を完結している。

エネルギー効率指令

2023年9月20日、エネルギー効率指令の改正(エネルギー効率に関する指令(EU)2023/1791および規則(EU)2023/955の改正)が欧州連合官報で公表された。この指令は、より野心的な目標を想定しており、EUエネルギー消費削減目標は2020年に計算された基準値と比べて、2030年までに11.7%の削減を義務付けている。最終顧客レベルでのエネルギー効率化義務制度に関しては、年間削減義務を0.8%から2024～2025年には1.3%に、2026～2027年には1.5%に、そして2028～2030年には1.9%に引き上げる。

天然ガス、再生可能ガスおよび水素の国内市場に関する指令および規則

欧州議会および欧州理事会は、2023年11月27日および2023年12月8日に、ガスパッケージ指令および規則に関する合意に達した。本パッケージの主な目的は、再生可能および低炭素ガスの市場参入を促進することである。

合意された主な点は、低炭素水素の定義、水素ネットワークのアンバンドリング、ネットワーク事業者が受け入れる混合比率の上限(2%に設定)ならびにEU水素インフラの計画および開発を調整するEU水素ネットワーク事業体(ENNOH)として知られる新しい独立水素事業体の創設である。

EU諸国からのガスの共同購入は自主的に維持されている。

建築物のエネルギー効率指令

2023年12月7日、建築物のエネルギー効率指令に関する合意に達した。

合意された主な内容は、新築の公共建築物および既存の非居住建築物に大規模な改修工事を行う場合には、太陽光エネルギーを設置する義務、2040年までに化石燃料ボイラーを段階的に廃止すること、最低エネルギー性能基準ならびに2028年からは新築の公共建築物および2030年からはその他の建築物もゼロエミッションにする義務などがある。建築物における電気自動車に関連して、最低限の充電ステーションを増やすために、新築および改築の建築物には事前配線が義務付けられることになる。加えて、加盟国は、全国的な建物改修パスポート制度および建物改修工事のためのワンストップショップを設置しなければならない。

金融規制

2022年10月、欧州委員会は、2022年10月18日付委員会委任規則2022/2310を承認し、OTC商品デリバティブ契約およびその他のOTCデリバティブ契約において保持されるポジションの閾値の価額を4十億ユーロに増額した。

2022年12月7日、欧州委員会は、OTCデリバティブ、中央取引先および取引リポジトリ(EMIR)に関する規則を改正する提案を採択した。本提案は、現在、欧州の機関(理事会、議会および委員会)間の三位一体の段階で議論されており、コンセンサスを得て最終文書を採択することを目指している。

主な変更点は、清算閾値に対するポジションの計算が含まれる。また、本提案では、承認された中央カウンターパーティ(CCP)または欧州連合法に基づいて認識されたCCPで清算されないデリバティブのみが計算に含まれるべきであると述べられている。また、グループ内取引の報告免除を撤廃することも提案されている。また、清算期間内に要請があれば無条件に利用可能であることを条件に、CCPが流動性の高い商業銀行および公的銀行の保証を適格担保として受け入れることも認めている。

一方、2023年3月7日に、証券市場および投資サービスに関するスペイン法2023年第6号が官報(BOE)で公表された。これは、COVID-19危機(「MiFID quick fix」として知られる)からの回復を支援するために、情報要件、商品ガバナンスおよびポジション制限に関する指令2014/65/EUを改正する2021年2月16日の欧州議会および欧州理事会の指令2021/338の法律、ならびに投資企業への適用に関する指令2013/36/EUおよび(EU)2019/878をスペイン法に移管するものである。本指令は、グループ全体が主要事業に付随する企業については、付随事業免除を適用する意向を規制当局に通知する要件を撤廃する。本指令はまた、取引所外での現物決済における商品デリバティブ、排出枠またはそのデリバティブの正味未決済エクスポージャーが3十億ユーロの閾値を超えないことに基づいて、同活動が付随的であるとみなすための第3の基準を導入している。これらの規定は、投資企業および投資サービスを提供するその他の事業体の法制度に関する11月8日付国王布告2023年第813号において、さらに詳しく規定されており、これは、付随的活動の免除に基づいて免除された場合でも、ポジション制限制度が適用されることを明記している。

指令はまた、ポジション制限制度を改正し、重要または重大と考えられるデリバティブに限定している。これらの規定は、金融商品、取引の参加資格、有価証券の登録および市場インフラに関する11月8日付国王布告2023年第814号によって施行されている。

サステナブルファイナンス

持続可能な開発のための2030アジェンダおよび気候変動に関するパリ協定を国際連合(UN)が採択にした後、欧州委員会は、「持続可能な成長に向けたファイナンス」として知られるアクションプランを公表した。その目的の1つは、持続可能な投資に向けてキャッシュ・フローに新しい方向性を与えることである。

アクションプランの一部として、持続可能な投資を促進するための枠組みの設定に関する2020年6月18日付欧州議会および委員会規則2020/852が、2020年に公表された(タクソノミー規則)。

環境的に持続可能であるとみなされるためには、経済活動は、本規則に記載されている6つの環境目標の1つ以上に大きく貢献しなければならない。本規則には、気候変動の緩和策および対応策、ならびにその他の環境目標のいずれかに重大な損害を与えないようにすることが含まれる。

さらに、経済活動が気候変動の緩和策および適応策に大きく貢献しているとみなされるために満たさなければならない技術的基準は、2021年6月4日付委員会委任規則(EU)2021/2139に定義されている。幅広く言えば、タクソノミーは、再生可能資源を利用する発電活動を網羅しており、化石燃料を利用する発電を除外している。原子力および天然ガス火力発電が、タクソノミーに網羅されるために満たさなければならない技術的基準は、まだ定義されていない。

2021年12月10日、2021年7月6日付委員会委任規則(EU)2021/2178が欧州連合官報(OJEU)で公表され、本規則は、タクソノミー規則に含まれる義務を遵守するために提供される情報および実行される計算について定めている。

2022年3月、欧州委員会は、ガスおよび原子力エネルギーに関連する多くの活動を想定した、気候変動の緩和および適応に関する気候補完委任法を承認した。

一方、2022年3月、持続可能な金融プラットフォームは、欧州委員会に次の勧告を含む報告書を提出した。その勧告は、タクソノミーの残りの4つの目的(水および海洋資源の持続可能な利用および保護、循環経済への移行、汚染の防止および管理、ならびに生物多様性および生態系の保護および回復)の技術基準に関する委任規則を欧州委員会が起草する際の根拠となる。

2023年6月13日、欧州委員会は、気候変動以外の環境目標である、水および海洋資源の持続的な利用および保護、循環型経済への移行、汚染の防止および抑制、ならびに生物多様性と生態系の保護および回復のうち1つ以上に実質的に貢献する経済活動のための一連の欧州連合(EU)タクソノミーの新たな基準を採択した。この規則は2023年12月に発効し、2024年1月1日から適用される。

国家援助

2022年3月23日、欧州委員会は、ロシアによるウクライナ侵攻後の経済の支援を目的とした国家補助措置に関連する暫定的枠組みについて通知を行った。この暫定的枠組みにおいて、欧州委員会は、当該戦争、欧州連合およびその国際的パートナーが行うその後の制裁ならびにロシアが講じる対抗手段に起因する経済的影響を緩和するために、加盟国が講じることができる国家補助措置の国内市場との両立性の評価を手引きする基準を定めている。

欧州委員会はまた、2023年12月31日まで、ロシアのウクライナ侵攻後の経済支援のため、およびREPowerEU計画の目的に沿って、加盟国が国家補助規則に規定されている柔軟性を継続して利用できるようにするため、2022年を通じて臨時国家補助危機枠組みに関するいくつかの修正を可決した。欧州委員会は、従来の枠組みを2024年6月まで延長し、企業が受けられる支援額を増やした。

卸売市場

2022年5月10日以降、また欧州連合のエネルギー規制機関間協力庁(ACER)の決定4/2017に定める審査基準に従って、日々の市場における統合上限価格は3,000ユーロ/メガワット時から4,000ユーロ/メガワット時に引き上げられた。決定4/2017は、上限が、制限の60%に到達してから5週間後に1,000ユーロ/メガワット時引き上げられなければならないことを定めている。2022年8月、新たな増額につながるはずの4,000ユーロ/メガワット時の価額に到達したが、これはまだ完了しておらず、2022年9月、エネルギー規制機関間協力庁(ACER)は、価格上限を修正する基準の見直しを開始した。2023年1月10日、エネルギー規制機関間協力庁(ACER)は、新たな基準とともに決定1/2023を承認した。

規制の観点について、2024年第1四半期の主な展開は以下のとおりである。

スペインにおける規制枠組み

ロシア・ウクライナ紛争から生じる危機に関連してとられた特定の措置の2024年までの延長

ウクライナおよび中東の紛争による経済的および社会的影響に対処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日付国王布告法2023年第8号により、これまでに承認された措置が延長され、新たな措置が採択された。とりわけ、以下のような措置がとられている。

- エネルギー税については、2023年12月31日までの間、付加価値税(VAT)の5%の軽減税率が適用され、電気については2024年中、天然ガスについては2024年3月31日まで、それぞれ10%に引き上げられる。特別電気税については、2023年12月31日までの間に実施された0.5%の軽減税率は、2024年第1四半期には2.5%、2024年第2四半期には3.8%に上昇し、発電の価額に対する税については、2024年第1四半期には3.5%、2024年第2四半期には5.25%、それ以降は7%となる。また、純売上高の1.2%のエネルギー税が2024年まで延長されており、2024年1月1日以降のエネルギー部門における戦略的投資のインセンティブの2024年一般国家予算の導入や、2024年度の税制への統合に向けた税制構成の見直しを妨げることはない。
- 社会的保護措置のうち、社会的補填による割引(弱者消費者向け65%、重度の弱者向け80%、低収益の勤労者向け40%)は、不払いの場合に電気、水道、ガスの基本供給停止を禁止していたのと同様に、2024年6月30日まで延長された。また、規制ガス料金の上昇の制限や、住宅所有者団体の特定規制料金(TUR)の存在が延長された。一方、社会的補填の資金調達のユニット価値は、それを義務づけられた様々な種類の経済主体によって調整される。
- 使用料および料金の分野では、電解集約型産業向けの配電および送電網を利用できる使用料に対して80%の割引が維持されている。他方、2022年および2023年の決済の剰余金は、2024年の電力システムの料金に充当されることが検討されており、このことはまた、本制度の財務および財政的な持続可能性を確保するために、料金が負担する費用を賄うための項目が一般国家予算に含まれることを示している。
- 再生可能エネルギープロジェクトの展開については、一定の管理上のマイルストーンを達成するための規則に定められた期限が延長された。したがって、2017年12月31日以降およびこの規則以前にアクセスおよび接続許可を取得したプロジェクトについては、管理工事許可の認定期限はさらに6ヶ月延長され、2024年7月25日まで延長される。さらに、本プロジェクトは、国王布告法の施行または行政上の工事認可の日のいずれか遅い方の日から3ヶ月の期間内に、最終的な事業上の認可を取得するための当期の延長を、2020年7月25日から最長8年間、または、それより遅い場合は、立入許可を取得するまで、要請することができる。同様に、12月26日付法律2013年第24号が電気部門で改正され、非経済的な賞与基準を、得点の30%までの比重で再生可能エネルギー競売に組み入れることが認められた。

第7次総合放射性廃棄物計画(GRWP)起草

2024年1月8日、官報(BOE)に公表されたエネルギー政策・鉱山局の決議は、2023年12月27日の閣僚会議の決議を公表し、第7次総合放射性廃棄物計画(PGRR)、使用済核燃料を含む放射性廃棄物の管理、および原子力施設の解体・廃止措置に関する政府の方針を改訂した文書を承認した。

第7次計画で確立された将来費用の見積もりを考慮し、2024年3月2日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、Empresa Nacional de Radiactivos, S.A., S.M.E. (Enresa)(国立放射性廃棄物会社)の業務に資金を提供する非課税公共資産利益に関連する固定一元料金を修正する国王布告の起草前に公開聴聞プロセスを開始した。この事前協議の終了後、国王布告起草に関する公聴会手続きは2024年4月2日に開始された。2024年7月1日発効予定のこのプロジェクトによれば、ユニット固定料金は7.98ユーロ/MWhから10.36ユーロ/MWhに引き上げられる。

スペイン市場競争委員会(CNMC)の通達

2024年1月19日および2024年1月31日に、スペイン国内市場競争委員会(CNMC)は、改正案に関する公開聴聞手続きを開始した。1月20日付通達2021年第1号は、発電設備の送電及び配電網の利用方法及び接続条件に関するもので、1月15日付通達2020年第3号は配電及び配電網の接続使用料の計算方法に関するものである。同様に、2024年4月3日に、天然ガスの送電、地方ネットワークおよび再ガス化使用料の算定のための方法論を確立する7月22日付け通達2020年第6号を改正する通達案に関する公開聴聞手続が開始された。

2020年度当社保有配電施設の報酬策定案

2024年2月29日、スペイン国内市場および競争委員会(CNMC)は、2020年の配電会社の報酬を確立する決議に、提案された情報公開手続きの第2次手続きを開始した。この提案には、特に、これらの機関に提出された複数年計画の一部として、以前にスペイン国内市場および競争委員会(CNMC)およびエネルギー担当大臣によって承認されていた投資の特定の修正が含まれる。

スペイン国家エネルギー委員会再構築法案

2024年1月20日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、スペイン国家エネルギー委員会(CNE)の再構築のための法案の公聴会手続きを開始した。当委員会の機能は、エネルギー市場の適切な事業運営を監視することに重点を置く。新規性として、脱炭素化の目的を紹介する。この暫定案のいくつかの側面は以下の通りである。

- 新たな委員会は、独自の法的人格、組織的・機能的な自律性、独自の予算、政府、公的機関、市場からの完全な独立性を備えた公法人となる。それはまた、議会と司法の統制の対象になるだろう。
- 電気、液化炭化水素、天然ガス、グリーン水素などの再生可能ガス市場の監視・管理機能を持つ。委員会はまた、仲裁、情報、代理人および消費者による苦情の処理、ならびに検査および罰則についても責任を負う。最後に、使用料、費用、価格、費用、および部門の規制された報酬の決済を担当する。また、規制案を作成する過程において、保有持分、協議の機能を果たす過程において、監督機能を発揮する。

- 委員会の取締役会は7名(委員長、副委員長、取締役5名)で構成され、任期は6年で、再任の可能性はない。委員会は同様に、電気、炭化水素・新燃料、検査の3つの理事会を設置する。
- 新スペイン国家エネルギー委員会は、法の認可から最長4ヶ月間、完全に構成され、運用されなければならない。
- この提案はまた、電気およびガス部門の使用料、費用、価格および規制報酬、ならびにこれらの部門で想定される譲渡の決済に関連する収入と支払いを管理するための、電気およびガス部門の決済の経済-財政管理基金(FGLSEG)の創設を規定している。

社会的補填または「Bono Social」

ウクライナと中東の紛争の経済社会的影響への対策を採択した12月27日付国王布告法2023年第8号は、2024年の電気部門で、12月26日付法律2013年第24号の52.4.j)項および52.4.k)項で言及されている「Bono Social」に関連する金額と消費者のための電気供給費への融資に適用されるユニット額を定めている。

エネルギー効率

2024年3月23日、3月20日付TED命令2024年第268号が発行され、2024年にスペイン国家エネルギー効率基金に拠出する負債が設定され、2024年エンデサに同額の99百万ユーロが提供された。このうち少なくとも35%は当該基金に対する財務貢献度でカバーされなければならず、残りの負債はエネルギー貯蓄証書(ESCs)を提示することで満たされなければならない。

2024年の電気料金

スペイン市場および競争委員会(CNMC)の2023年12月21日の決議は、2023年12月25日に官報(BOE)に公表され、2024年1月1日時点で適用可能なエネルギー送電および配電配電網のアクセス料金価格を承認し、2023年1月1日時点で有効な価格から平均1.1%の割引が明らかになった。

2024年の料金に関連して、12月27日付国王布告法2023年第8号は、ウクライナと中東で進行中の紛争の経済的・社会的影響に対処し、スペインの干ばつの影響を緩和するための措置を採択し、2023年の料金を、2024年に適用されるものを承認する省令が最終的に承認されるまで延長した。この目的のために、2024年2月14日に、2月9日付TED命令2024年第113号が官報に公表され、電気システム料金の価格設定、および2023年に適用された料金を維持した2024年の電気システムの様々な規制費用の設定が、2024年2月15日に施行された。

2024年の天然ガス料金量

2023年12月28日のエネルギー政策および鉱山総局の決議は2023年12月29日に公表され、2024年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(LRT)が、ラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)それぞれ約6.5%、7.9%、8.5%増となった。一方、10月18日付国王布告法2022年第18号に定められているように、所有者の地域社会に適用されるLRT料金は、およそ4.8%から6.8%の間で引き上げられている。

その後、2024年3月29日、官報(BOE)に公表されたエネルギー政策および鉱山総局の2024年3月26日付決議には、2024年4月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(TUR)が公表され、ラストリゾートタリフ1(TUR1)、ラストリゾートタリフ2(TUR2)、ラストリゾートタリフ3(TUR3)について、税抜き平均でそれぞれ10.1%、12.1%、13%の減少となった。

再生可能エネルギーのための経済制度の変更に関する先行公開聴聞

2024年4月5日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、発電施設のための再生可能エネルギーの経済制度を規制する国王布告2020年第960号によって現在規制されている再生可能エネルギーのための経済制度を修正する公開聴聞を11月3日に、再生可能エネルギーの経済制度の付与のための最初の競売メカニズムを規制し、2020-2025年のための指標カレンダーを確立する12月4日付TED命令2020年第1161号を公表した。

2026年までの電気計画

閣僚会議は、2024年4月16日、環境移行・人口課題省(MITECO)の要請に基づき、2026年までの配電網発展計画の具体的な修正を承認した。

欧州の規制枠組み

EUの2040年気候目標に関する情報提供

2024年2月6日、欧州委員会は、「持続可能で公正かつ豊かな社会の構築により、欧州の2040年の気候目標と2050年までの気候中立への道筋を確保する」との声明を発表した。本報告書は、2040年までに温室効果ガスを1990年比で90%削減することを提案し、2040年の気候目標に関する議論を開始するものであり、欧州選挙後に法案が発表されることが期待される。

産業カーボン経営に関する声明

2024年2月6日、欧州委員会は「EUにおける意欲的な産業用炭素経営に向けて」を発表した。この報告書は、EUの2040年気候目標に関する声明で示されたこれらの技術の展開に沿って、排気量削減に貢献する炭素回収貯留に関連する技術を展開するために戦略な産業用枠組みを提示している。

ガ　ス

2024年3月27日に、2024年3月25日付欧州連合理事会の勧告は、2022年8月5日の理事会規則(EU)2022年第1369号に含まれている、加盟国のガス需要を15%削減する自主的措置をガス需要を削減するための追加(2024年4月1日から2025年3月31日まで)延長するために、欧州連合(OJEU)の公報に掲載された。

エネルギー卸売市場の公正性・透明性に関する規則(REMIT)

2024年2月29日および3月19日、欧州議会および理事会は、それぞれ、エネルギー卸売市場の公正性および透明性に関する規則(REMIT)の改正案を正式に採択した。この規則は、エネルギー卸売市場における事業に関する追加報告要件を設定し、エネルギー規制当局(ACER)の電力を強化するものである。

財務規則

2024年2月14日、欧州機関は、店頭デリバティブ、中央取引先、取引情報蓄積機関(EMIR)規則の改正案について暫定合意に達した。もっとも重要な変化としては、清算の閾値に対する職位の計算方法や、中央取引相手が銀行保証や流動性の高い公的保証を担保として受け入れる可能性が挙げられる。

同様に、担保の発行に関連して、2024年3月6日に、委任規則(EU)2024年第818号が公表され、委任規則(EU)2013年第153号を改訂し、中央清算機関(CCPs)のための担保要件に関する暫定的な緊急措置の延長について、また、非財務清算機関については、2024年9月7日まで、清算機関に対する無担保銀行担保のエネルギー派生商品の使用を認めることについて、改訂が行われた。

最後に、2024年3月8日、金融商品の市場に関する金融商品市場指令(MiFID)と金融商品市場規則(MiFIR)をそれぞれ修正した指令と規則が、欧州連合(OJEU)の官報に公表された。この点に関し、指令は、欧州委員会が2024年7月31日および2025年7月31日までに提出する2件の報告書の作成を予期しており、商品デリバティブまたは排気排出枠デリバティブ市場の流動性および適切な機能への貢献度を評価し、事業がグループ水準の主要事業およびポジション限度およびポジション管理統制制度に付随するものとみなされる時期を決定するための基準を想定していることに留意すべきである。

(2) 経営成績

2023年におけるエンデサの事業および損益の変動

営業成績

2023年 12月31日 時点	60,264ギガワット時 2023年における発電(1) このうち14,212ギガワット時が再生可能エネルギー	9,800メガワット 本土における正味設備再生可能容量 合計16,885メガワット	319,136㎞ 送配電網
	12,396千人 デジタル化顧客 デジタル化顧客割合は99%	10,522千人 顧客数(電気)(2)(3) このうち6,893千人が規制緩和市場の顧客	77,688ギガワット時 2023年の電気売上(4) 2022年と比べて-1.7%
	19,252ユニット 公的および民間の充電ステーション 2022年12月31日から+38.5%	1,829千人 顧客数(ガス)(2) このうち1,387千人が規制緩和市場の顧客	64,880ギガワット時 2023年のガス売上(5) 2022年と比べて+1.8%

(1) 発電所のバスバーにおいて。
(2) 供給地点。
(3) 供給会社の顧客。
(4) 最終顧客への売上。
(5) 自己発電消費を除く。

以下は2023年における最も重要な営業指標の詳細および前年比による変化率を表している。

営業実績営業に関する数値	SDGs(1)	単位	2023年	2022年	Chg (%)
発電(2)		ギガワット時	60,264	64,716	(6.9)
再生可能電気の発電	7	ギガワット時	14,212	12,041	18.0
総設備容量		メガワット	21,956(3)	22,819(4)	(3.8)
正味設備容量		メガワット	21,247(3)	22,044(4)	(3.6)
本土における正味設備再生可能容量	7	メガワット	9,800(3)	9,196(4)	6.6
本土外の領域(TNP)における正味設備再生可能エネルギー容量	7	メガワット	99(3)	97(4)	2.1
分配エネルギー(5)	9	ギガワット時	136,363	131,813	3.5
デジタル化顧客(6)	9	千	12,396(3)	12,503(4)	(0.9)
送配電網	9	km	319,136(3)	317,829(4)	0.4
エンドユーザー(7)		千	12,548(3)	12,459(4)	0.7
デジタル化顧客割合(8)		(%)	99(3)	100(4)	-
発電売上合計(2)		ギガワット時	86,516	87,669	(1.3)
正味発電売上(9)		ギガワット時	77,688	79,003	(1.7)
ガス売上(10)		ギガワット時	64,880	63,756	1.8
顧客数(電気)(11)(12)		千	10,522(3)	10,545(4)	(0.2)
規制緩和市場(13)		千	6,893(3)	6,829(4)	0.9
顧客数(ガス)(11)		千	1,829(3)	1,799(4)	1.7
規制緩和市場			1,387(3)	1,486(4)	(6.7)
公的および民間の充電ステーション	11	単位	19,252(3)	13,898(4)	38.5
公的充電ステーション(単位)		単位	5,481(3)	4,074(4)	34.5
民間の充電ステーション(単位)		単位	13,771(3)	9,824(4)	40.2
公的発光点	11	単位	147(3)	104(4)	41.3
需要への対応		メガワット	155(3)	155(4)	-
最終的な人員		従業員数	9,035(3)	9,258(4)	(2.4)
平均人員		従業員数	9,097	9,143	(0.5)

(1) 持続可能な開発目標
(2) 発電所のバスバーにおいて
(3) 2023年12月31日時点
(4) 2022年12月31日時点
(5) 契約の有無にかかわらず顧客に供給されるエネルギー、発電業者の付随的消費および他の敷設網(送電網または配電網)へのアウトプット
(6) 作動中のスマートメーター
(7) 配電会社の顧客
(8) デジタル化顧客/エンドユーザーの数(%)
(9) 最終顧客への売上
(10) 社内発電消費を除く
(11) 供給ポイント
(12) 供給会社の顧客
(13) 規制緩和された供給会社の顧客

発　　電

(単位：ギガワット時)

発電(1)	2023年		2022年		Chg (%)
	ギガワット時	割合(%)	ギガワット時	割合(%)	
本土	**48,896**	**81.1**	**52,575**	**81.2**	**(7.0)**
再生可能エネルギー発電所	14,212	23.5	12,041	18.6	18.0
水　　力	5,083	8.4	4,477	6.9	13.5
風　　力(2)	6,392	10.6	5,709	8.8	12.0
太 陽 光(3)	2,736	4.5	1,854	2.9	47.6
そ の 他	1	0.0	1	0.0	-
原 子 力	24,865	41.3	26,508	41.0	(6.2)
石　　炭	672	1.1	911	1.4	(26.2)
複合循環(CCGT)	9,147	15.2	13,115	20.3	(30.3)
本土外の領域(TNP)	**11,368**	**18.9**	**12,141**	**18.8**	**(6.4)**
石　　炭	70	0.1	86	0.1	(18.6)
燃料ガス	4,505	7.5	4,450	6.9	1.2
複合循環(CCGT)	6,793	11.3	7,605	11.8	(10.7)
合計	**60,264**	**100.0**	**64,716**	**100.0**	**(6.9)**

(1) 発電所のバスバーにおいて

(2) 2023年は、本土外の領域(TNP)に対応する76ギガワット時を含む(2022年においては103ギガワット時)。

(3) 2023年は、本土外の領域(TNP)に対応する95ギガワット時を含む(2022年においては73ギガワット時)。

2023年において、非排出型、再生可能エネルギーおよび原子力は、エンデサの本土での発電構成の79.8%を占めていた。その他の部門では83.9%を占めている(2022年はそれぞれ73.2%および74.4%)。

下図は、エンデサの2023年における技術別の本土電力構成を示したものである。

総設備容量および正味設備容量



合計および正味の設備容量

総設備容量	2023年12月31日		2022年12月31日		Chg (%)
	メガワット	割合(%)	メガワット	割合(%)	
本土	**17,219**	**78.4**	**18,082**	**79.2**	**(4.8)**
再生可能エネルギー(1)	9,943	45.3	9,337	40.9	6.5
水　　力	4,790	21.8	4,790	21.0	-
風　　力(2)	2,884	13.1	2,882	12.6	0.1
太 陽 光(3)	2,269	10.3	1,665	7.3	36.3
原 子 力	3,453	15.7	3,453	15.1	-
石　　炭	-	-	1,469	6.4	(100.0)
複合循環(CCGT)	3,823	17.4	3,823	16.8	-
本土外の領域(TNP)	**4,737**	**21.6**	**4,737**	**20.8**	**-**
石　　炭	260	1.2	260	1.1	-
燃料ガス	2,620	11.9	2,620	11.5	-
複合循環(CCGT)	1,857	8.5	1,857	8.1	-
合計	**21,956**	**100.0**	**22,819**	**100.0**	**(3.8)**

(1) 2023年および2022年12月31日時点で、追加容量はそれぞれ607メガワットおよび908メガワットであった。

(2) 2023年12月31日時点で、本土外の領域(TNP)に関連する42メガワットを含んでいた(2022年12月31日時点では40メガワット)。

(3) 2023年12月31日時点で、本土外の領域(TNP)に関連する57メガワットを含んでいた(2022年12月31日時点では57メガワット)。

正味設備容量	2023年12月31日		2022年12月31日		Chg (%)
	メガワット	割合(%)	メガワット	割合(%)	
本土	**16,984**	**79.9**	**17,781**	**80.7**	**(4.5)**
再生可能エネルギー(1)	9,899	46.6	9,293	42.2	6.5
水　　力	4,746	22.3	4,746	21.5	-
風　　力(2)	2,884	13.6	2,882	13.1	0.1
太 陽 光(3)	2,269	10.7	1,665	7.6	36.3
原 子 力	3,328	15.7	3,328	15.1	-
石　　炭	-	-	1,403	6.4	(100.0)
複合循環(CCGT)	3,757	17.6	3,757	17.0	-
本土外の領域(TNP)	**4,263**	**20.1**	**4,263**	**19.3**	**0.0**
石　　炭	241	1.1	241	1.1	-
燃料ガス	2,334	11.0	2,334	10.6	-
複合サイクル(CCGT)	1,688	7.9	1,688	7.6	-
合計	**21,247**	**100.0**	**22,044**	**100.0**	**(3.6)**

(1) 2023年および2022年12月31日時点で、追加容量はそれぞれ607メガワットおよび908メガワットであった。
(2) 2023年12月31日時点で、本土外の領域(TNP)に関連する42メガワットを含んでいた(2022年12月31日時点では40メガワット)。
(3) 2023年12月31日時点で、本土外の領域(TNP)に関連する57メガワットを含んでいた(2022年12月31日時点では57メガワット)。

下図は、エンデサの2023年12月31日における技術別の本土電力構成を示したものである。



供　　給

電　　気

(単位：千)

顧客数(電気)(1)(2)	2023年12月31日	2022年12月31日	Chg (%)
規制市場	3,629	3,716	(2.3)
スペイン本土	3,128	3,190	(1.9)
本土外の領域(TNP)	501	526	(4.8)
規制緩和市場	6,893	6,829	0.9
スペイン本土	5,259	5,245	0.3
本土外の領域(TNP)	992	972	2.1
スペイン国外	642	612	4.9
合計	**10,522**	**10,545**	**(0.2)**
収益/供給地点 (3)	**1.6**	**2.2**	**-**

(1) 供給地点

(2) 供給会社の顧客

(3) 電力売上からの収益と電力供給地点数間の関係(千ユーロ/供給地点)

(単位：ギガワット時)

	電力売上合計(1)			正味電力売上(2)		
	2023年	2022年	Chg (%)	2023年	2022年	Chg (%)
規制価格	8,891	9,674	(8.1)	7,515	8,210	(8.5)
規制緩和市場	77,625	77,995	(0.5)	70,173	70,793	(0.9)
スペイン	66,595	66,971	(0.6)	59,829	60,735	(1.5)
スペイン国外	11,030	11,024	0.1	10,344	10,058	2.9
合計	**86,516**	**87,669**	**(1.3)**	**77,688**	**79,003**	**(1.7)**

(1) 発電所のバスバーにおいて

(2) 最終顧客への売上

ガ　　ス

(単位：千)

顧客数(ガス)(1)	2023年12月31日	2022年12月31日	Chg (%)
規制市場	442	313	41.2
スペイン本土	416	289	43.9
本土外の領域(TNP)	26	24	8.3
規制緩和市場	1,387	1,486	(6.7)
スペイン本土	1,161	1,258	(7.7)
本土外の領域(TNP)	66	69	(4.3)
スペイン国外	160	159	0.6
合計	**1,829**	**1,799**	**1.7**
収益/供給地点(2)	**3.0**	**3.4**	-

(1) 供給地点

(2) ガス売上からの収益とガス供給地点数間の関係(千ユーロ/供給地点)

(単位：ギガワット時)

ガス売上	2023年	2022年	Chg (%)
規制緩和市場	62,698	62,498	0.3
スペイン	49,466	47,096	5.0
スペイン国外	13,232	15,402	(14.1)
規制市場	2,182	1,258	73.4
合計 (1)	**64,880**	**63,756**	**1.8**

(1) 自己発電消費を除く。

その他の商品およびサービス

業績	2023年12月31日	2022年12月31日	Chg (%)
公的および民間の充電ステーション(単位)	19,252	13,898	38.5
公的充電ステーション(単位)	5,481	4,074	34.5
民間の充電ステーション(単位)	13,771	9,824	40.2

次へ

配電

供給品質測定	2023年	2022年	Chg (%)
分配エネルギー(ギガワット時)(1)	136,363	131,813	3.5
エネルギー損失(%)(2)	6.8	7.0	-
設備容量相当中断時間(平均)-ICEIT(分)(3)	48.7	54.4	(10.5)
配電網における中断期間-SAIDI(分)(4)	63.0	64.4	(2.2)
配電網における中断回数-SAIFI(4)	1.2	1.3	(7.7)

(1) 契約の有無にかかわらず顧客に供給されるエネルギー、発電業者の付随的消費および他の敷設網(送電網または配電網)へのアウトプット。

(2) 配電会社へインプットされるエネルギー間で除した分配エネルギー(または配電網に注入されるエネルギー)を差し引いた、配電網におけるエネルギーのインプット(または配電網に注入されるエネルギー)。

(3) スペイン規制者の基準は、社内における設備容量相当中断時間(ICEIT)の予定及び送電に関する数値を含む。

(4) 出典：社内。過去12か月に関する数値。

損益の分析

税引前営業利益(EBITDA)	営業利益(EBIT)	当期純利益/(損失)	純経常利益
3,777百万ユーロ	1,645百万ユーロ	742百万ユーロ	951百万ユーロ
-32.1% 2022年比	-55.4% 2022年比	-70.8% 2022年比	-60.3% 2022年比

2023年の親会社に帰属する純利益は、前年同期に獲得した2,541百万ユーロと比較して70.8%減少して、742百万ユーロであった。

2023年における純経常利益は、951百万ユーロであり、前年同期と比較して60.3%減少した。

2023年の純利益は以下の影響を含んでいる。

期間	効果	参照(1)	影響	
2023	仲裁判決	10.1、16.1および51	−398百万ユーロ	・ 液化天然ガス(LNG)の長期供給契約額の見直しに伴う仲裁裁定の結果としての費用の認識。
	一時的なエネルギー税	6および10.3	−208百万ユーロ	・ 12月27日付法2022年第38号により定められた一時的なエネルギー課税に関連する費用の認識。
	プロセスのデジタル化に関する労働力再構築計画	12および37.2	−124百万ユーロ	・ エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率性の向上の保証に沿ったプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築計画を提供する。
	バレアレス諸島、カナリー諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)の減損	15.1	−68百万ユーロ	・ バレアレス諸島、カナリー諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)に係る資金生成単位(CGU)の減損の計上。

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

以下は2023年のエンデサの連結損益計算書に含まれる最も関連性の高い数値の詳細および年度ごとの変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	最も重大な数値			
		2023年	2022年	差額	Chg (%)
収益	**9**	**25,459**	**32,896**	**(7,437)**	**(22.6)**
仕入およびサービス	**10**	**(16,312)**	**(23,394)**	**7,082**	**(30.3)**
貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出	**11**	**(3,172)**	**(2,217)**	**(955)**	**43.1**
限界利益		**5,975**	**7,285**	**(1,310)**	**(18.0)**
自己建設資産	3.2b.1および3.2e.3	345	335	10	3.0
人件費	12	(1,137)	(955)	(182)	19.1
その他の固定営業費用	13	(1,423)	(1,353)	(70)	5.2
その他の損益	14	17	253	(236)	(93.3)
事業総利益(EBITDA)		**3,777**	**5,565**	**(1,788)**	**(32.1)**
非金融資産における減価償却費および償却費ならびに減損損失	15.1	(1,864)	(1,716)	(148)	8.6
金融資産における減損損失	15.2	(268)	(162)	(106)	65.4
事業利益(EBIT)		**1,645**	**3,687**	**(2,042)**	**(55.4)**
純金融利益/(損失)	**16**	**(590)**	**(215)**	**(375)**	**174.4**
税引前利益		**1,065**	**3,487**	**(2,422)**	**(69.5)**
純利益		**742**	**2,541**	**(1,799)**	**(70.8)**
純経常利益		**951**	**2,398**	**(1,447)**	**(60.3)**

(1)「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年に関するEBITDAは、3,777百万ユーロ(-32.1%)であったが、以下の影響を含んでいる。

期間	効果	参照(1)	影響		
2023	**仲裁判決**	10.1、16.1および51	−515百万ユーロ	・	液化天然ガス(LNG)の長期供給契約額の見直しに伴う仲裁裁定の結果としての費用の認識。
	一時的なエネルギー税	6および10.3	−208百万ユーロ	・	12月27日付法2022年第38号により定められた一時的なエネルギー課税に関連する費用の認識。
	プロセスのデジタル化に関する労働力再構築計画	12および37.2	−165百万ユーロ	・	エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率性の向上の保証に沿ったプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築計画を提供する。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年に関するEBITは、1,645百万ユーロであったが、以下の影響を含んでいる。

期間	効果	参照(1)	影響	
2023	バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)の減損	15.1	－90百万ユーロ	・ バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)における資金生成単位(CGUs)の減損の計上。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

収益

2023年、収益は、2022年より7,437百万ユーロ(-22.6%)減少して、25,459百万ユーロであった。

以下の表は、2023年連結損益計算書に関する収益の詳細および前年同期比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	収益			
		2023年	2022年	差額	Chg (%)
売上およびサービスにおける収益	9.1	25,070	32,545	(7,475)	(23.0)
その他営業利益	9.2	389	351	38	10.8
合計	**9**	**25,459**	**32,896**	**(7,437)**	**(22.6)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

売上およびサービスにおける収益

以下の表は、2023年連結損益計算書における売上およびサービスにおける収益の詳細および前年同期比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	販売およびサービスからの収益			
		2023年	2022年	変　化	Chg (%)
電力売上高：		16,572	23,511	(6,939)	(29.5)
規制緩和市場売上		12,077	14,966	(2,889)	(19.3)
スペインの規制緩和市場への売上		10,673	13,305	(2,632)	(19.8)
スペイン国外の規制緩和市場での顧客への売上		1,404	1,661	(257)	(15.5)
規制価格での売上		1,623	2,985	(1,362)	(45.6)
卸売市場における売上		1,324	3,828	(2,504)	(65.4)
本土外の領域(TNP)からの補償		1,557	1,578	(21)	(1.3)
再生可能エネルギー投資に対する報酬		(9)	154	(163)	Na
ガス売上高：		5,419	6,121	(702)	(11.5)
規制緩和市場売上		5,214	5,964	(750)	(12.6)
規制価格での売上		205	157	48	30.6
配電による規制対象収益		1,930	1,879	51	2.7
証明および株		32	40	(8)	(20.0)
発電所でのサービス提供		47	33	14	42.4
その他の売上およびサービス提供		1,064	956	108	11.3
追加サービスによる売上		398	403	(5)	(1.2)
容量による収益		11	17	(6)	(35.3)
その他のエネルギー産物の売上		386	273	113	41.4
サービスその他の供給		269	263	6	2.3
リース収益		6	5	1	20.0
合　計	**9.1**	**25,070**	**32,545**	**(7,475)**	**(23.0)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

規制緩和市場顧客への電力売上高

2023年における、規制緩和市場での売上は、12,077百万ユーロ(-19.3%)となり、詳細は以下の通りである。

規制緩和市場における売上	変動	
スペイン	－2,632百万ユーロ (-19.8%)	・ 両期間の変化は、主に企業間取引(B2B)項目の顧客のユニット価格の減少(-8.4%)および合計ユニット販売台数の減少(-1.5%)によるものである。
スペイン国外	－257百万ユーロ (-15.5%)	・ ポルトガル市場のネットワーク・アクセス料金による収入の減少と、同国で販売された物理的販売数の減少(-9.5%)が、経済的観点からの減少につながった。

規制価格での電気の売上

2023年において、物理的販売数（-8.5%）が減少した結果、これらの売上高は2022年を45.6%下回る1,623百万ユーロを計上した。

卸売市場における電力売上高

2023年の卸売市場における電力売上高は、物理的販売数の伸び(+14.3%)にもかかわらず、当期中の電気価格の動向(-48.0%)により、前年比65.4%減の1,324百万ユーロとなった。

再生可能エネルギーに対する投資における利益

卸売市場における電力売上高の結果の分析において、2022年に本項目には、2023年から2025年半期において特定の発電施設に適用される報酬パラメータを更新する6月30日付省令TED2023年第741号に基づいて、2022年12月31日までに純資産価値（NAV）を回復した標準施設および2023年1月1日以降から投資収益(Rinv)を受け取ることを停止していた施設に関連する相対的な市場価格からの乖離の調整による負債の戻入の結果として、113百万ユーロの収益の認識が含まれていたことを考慮しなければならない。

同様に、2023年中、エンデサは、標準施設に関連する市場価格からの乖離による調整について、9百万ユーロの債務を認識した。これは、エネルギー価格の最善の見積もりに沿って、耐用年数中に投資収益(Rinv)を受け取り、報酬制度を廃止するものであり、従来よりも著しく不利な経済的結果をもたらすであろう。

ガス売上高

2023年のガス販売からの収益は、以下のとおり、2022年における数値から702百万ユーロの減少(-11.5%)となる、5,419百万ユーロであった。

ガス売上	変動	
規制緩和市場	－750百万ユーロ(-12.6%)	・ これらの時期の変動は、物理的販売数の増加(+0.3%)にもかかわらず、特に物価の下落と顧客件数の純減(-6.7%)の結果である。
規制価格	＋48百万ユーロ(+30.6%)	・ 物理的販売数の増加(+73.4%)は、価格の下落(-67.1%)にもかかわらず、これらの売上額の増加につながった。

本土外の領域(TNP)に対する補償

2023年における本土外の領域(TNP)の費用超過に対する補償額は1,557百万ユーロとなり、前年同期比で21百万ユーロ減少した。

2023年の本土外の領域の補償の変動は、主に燃料価格の国際市場での下落の結果であるが、これは卸売電力市場価格の低下(-48.0%)によってかなり相殺されている。

システム・オペレーターによって決済される卸売市場価格は、適用される規則から生じる規制収入を補填するための補償額をそれぞれ増減させる。

配　　電

2023年において、エンデサは、スペイン市場において136,363ギガワット時を配電し、2022年と比較して3.5%の増加であった。

2023年度中の配電事業からの規制された収益は、本有価証券報告書の作成日において有効な規制期間中に事業運営に投入された投資に関する最善の情報を考慮すると、1,930百万ユーロとなった。

その他のエネルギー貯蔵の売上

その他のエネルギー貯蔵の実質的な売上は113百万ユーロ増加した。これは主に、二酸化炭素排出権派生商品の決済と原産地の保証によるものであるが、これは、連結損益計算書の「その他の変動仕入およびサービス」で認識された金額228百万ユーロの物理的な決済を伴うエネルギー材の購入の増加と併せて分析しなければならない。これらの売上および他のエネルギー材の購買は、市場および参加テクノロジーの変動の結果として生じる産業上のリスクを補填するために行われる。

その他営業利益

以下は2023年のその他営業利益の詳細および年度ごとの変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	その他の営業利益			
		2023年	2022年	変　化	Chg (%)
顧客施設譲与、中継拡張権利およびその他の顧客との契約上の債務における請求	27.2	178	171	7	4.1
収入から免除される補助金		96	72	24	33.3
原産地証明およびその他環境証明(2)		78	33	45	136.4
補助金からの利益/(損失)へのその他割当(3)		18	39	(21)	(53.8)
第三者への補償		27	5(4)	22	440.0
その他		88	103	(15)	(14.6)
合　計	**9.2**	**389**	**351**	**38**	**10.8**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。
(2) 主に再生可能エネルギーを使用する自社施設でのエネルギー生産に関連する原産地証明に関するもの。
(3) 2023年における資本費補助の16百万ユーロおよび営業補助の2百万ユーロに関連する(2022年はそれぞれ15百万ユーロおよび24百万ユーロ)。
(4) 2021年に配電事業の再決済で記録された29百万ユーロを含む。

欧州連合タクソノミーによる収益

エンデサは、欧州連合タクソノミーにしたがって、バリュー・チェーンにおけるエンデサの経済活動を、適格アライン、適格ノンアライン、不適格の3つの区分の中に分類している。

以下の表はそれぞれの活動区分に関連付けた、2023年および2022年連結損益計算書の「収益」の割合を表している。

(単位：百万ユーロ)

収益	2023年(1)		2022年(1)	
	金　額	割　合(%)	金　額	割　合(%)
適格アライン活動(2)	3,979	15.6	3,595	10.9
適格ノンアライン活動	1,295	5.1	6,469	19.7
不適格活動	20,185	79.3	22,832	69.4
合計	**25,459**	**100.0**	**32,896**	**100.0**

(1) 気候変動に関する委任法令及び原子力エネルギーとガスに関する補足的委任法令による。
(2) 2023年において、再生可能発電(4.8%)、小売エネルギー供給(0.0%)、その他の製品およびサービスの小売供給(1.2%)、配電(9.7%)に関連している(2022年度はそれぞれ2.8%、0.0%、1.0%および7.1%)。

営業費用

営業費用は、2023年で合計23,814百万ユーロであり、昨年同期比で18.5%減少だった。

以下の表は2023年の営業費用の詳細および前年比による変化率を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	営業費用			
		2023年	2022年	変　化	Chg (%)
調達およびサービス		16,312	23,394	(7,082)	(30.3)
電力購入	10.1	6,944	12,901	(5,957)	(46.2)
燃料消費	10.2	2,708	4,349	(1,641)	(37.7)
送電費用		3,213	3,603	(390)	(10.8)
その他の変動仕入およびサービス	10.3	3,447	2,541	906	35.7
租税および料金		1,132	856	276	32.2
一時的なエネルギー税		208	-	208	該当なし
放射性廃棄物処理料		205	218	(13)	(6.0)
道路照明/業務ライセンス		234	310	(76)	(24.5)
原子力料金および税		115	97	18	18.6
カタルーニャ州の環境税		138	140	(2)	(1.4)
水税		38	2	36	1,800.0
その他の租税および料金		194	89	105	118.0
社会的補填割引率		248	(2)	250	該当なし
CO2排出権の使用		925	865	60	6.9
原産地証明およびその他環境証明に対する補助金		157	109	48	44.0
付加価値サービスに関連する費用		194	217	(23)	(10.6)
その他のエネルギー貯蔵の購入		448	220	228	103.6
そ の 他		343	276	67	24.3
貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出	11	3,172	2,217	955	43.1
資産のためにグループが実施した事業	3.2b.1および3.2e.3	(345)	(335)	(10)	3.0
人 件 費	12	1,137	955	182	19.1
その他の固定営業費用	13	1,423	1,353	70	5.2
その他の損益	14	(17)	(253)	236	(93.3)
非金融資産における減価償却費および減損損失	15.1	1,864	1,716	148	8.6
金融資産における減損損失	15.2	268	162	106	65.4
合　　計		**23,814**	**29,209**	**(5,395)**	**(18.5)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

仕入およびサービス(変動費用)

仕入およびサービス(変動費用)は、2023年で合計16,312百万ユーロであり、前年同期比で30.3%減少だった。

仕入およびサービス	参照(1)	変動	
電力購入	10.1、51	－5,957百万ユーロ(-46.2%)	主に以下を反映している。 ・ 卸売電気市場の平均演算価格の下落(87.1ユーロ/メガワット時;-48.0%)の結果としての電力購入の下落(-4,878百万ユーロ)は、物理的購入数の上昇(+10.9%)によって一部相殺された。 ・ ガス購入の減少(-1,079百万ユーロ)の主な原因は、ガスの平均価格の下落(40.6ユーロ/メガワット時;-67.1%)であり、これには、液化天然ガス(LNG)の供給に関する長期契約の価格見直しに関する仲裁裁定の結果、Endesa Generación, S.A.Uが認識した515百万ユーロの費用が含まれる。
燃料消費	10.2	－1,641百万ユーロ(-37.7%)	・ この減少は、商品価格の当期の傾向と、本土(-30.3%)および本土外の領域(TNP)(-10.7%)でのコンバインド・サイクルの低下によるところが大きい。
送電費用	6	－390百万ユーロ(-10.8%)	・ この2年間の変化は、2022年1月1日に有効であった電気料金の40%減少、2022年12月23日付省令TED2022年第1312号の影響を反映している。
その他の変動仕入およびサービス		＋906百万ユーロ(+35.7%)	-
一時的なエネルギー税	6	＋208百万ユーロ	・ 12月27日付法律2022年第38号により導入された新しい一時的なエネルギー税に関連する費用の認識、エネルギー会社及び金融機関への臨時課徴金の設定、富裕層を対象とした臨時連帯税の創設、一定の税則の改正(「2　サステナビリティに関する考え方及び取組　気候変動と環境の持続可能性測定指標と目的」および「2023年におけるエンデサの事業および損益の変動」参照)。
公道占有税/照明	6	－76百万ユーロ(-24.5%)	・ 減少の主な要因は、規制緩和市場においても規制価格(-23.7%)でも電力売上からの収入が減少したことによるもので、これがこの税率の算定の基礎となっている。
原子力料金および税		＋18百万ユーロ(+18.6%)	・ 2022年の変動には、Almaraz原子力発電所およびTrillo原子力発電所からの核燃料使用および放射性廃棄物の生産に対する税に関して、税務当局により署名された返還の結果、16百万ユーロの費用戻入が含まれていた。
水税	6	＋36百万ユーロ	・ この増加は、2022年に期限が到来しなかった2022年4月8日付法律2022年第7号の規定に基づき、2023年中に発生した費用を認識したことによるものである。

			・ 7月22日付省令TED2022年第733号で設定された融資割合を考慮した、3月29日付国王布告法2022年第6号に従い、2023年および2022年の「ボノソーシャル」(社会的補填)の成果としてそれぞれ248百万ユーロおよび160百万ユーロが含まれている。 ・ 控訴2017年第687号において最高裁判所が下した2022年2月21日付判決2022年第202号により、エンデサの権利は、社会的補填の第三の資金提供スキームが有効な全期間にわたり、社会的補填の資金提供および行政との共同融資するために負担した金額を補償され、そのために支払われた全額が、適切な場合に、顧客に転嫁された金額から割り引いて、申立人に払い戻されるものと認められている。エンデサは、資金提供費用を顧客に転嫁していないため、これに関連して負担したすべての金額を完全に回収する権利を正当であるとする確固たる主張が存在する。特に、2023年5月26日に言い渡された裁判所の命令により、最高裁判所は、市場の規制セグメントに関連してボノソーシャルに融資するためにEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は、政府から152百万ユーロに対応する法定金利を加えた金額の支払いを受ける権利を有することを主張する、エンデサが提出した申立てを部分的に支持した。2023年7月28日、エネルギー担当大臣は、以下の事項を認識して2023年7月21日付の決定についてエンデサに通知した: (i)172百万ユーロ(2023年7月31日までに計算された152百万ユーロの元本額および19百万ユーロの金利)の社会的補填資金調達のために支払われた金額に対するEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.の補償請求権;(ii)6百万ユーロおよび1百万ユーロ金利の社会的補填を管理する役割に対するEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.の補償権(未認識);(iii)Endesa Energía, S.A.U.が供給する消費者に関連する社会的補填の資金調達費用に関するいかなる補償。2023年9月18日、エンデサは、関連する社会的補填の資金調達費用を小売業者供給市場の規制されていない層の顧客に転嫁しておらず、その結果、完全な補償を受ける権利を有していることを確実に示すために、対応する専門家報告書を添付して、最高裁判所に対し、申立書を提出した。 ・ 2022年、この項目には、行政との社会的補填の資金提供および共同融資に関連する、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)が最終的に提示しなかった2021年度の和解12について発生し、支払期限が到達している金額の戻入れに関する収益18百万ユーロの認識を含む。これは、国内電力市場における共通規則に関する欧州議会・理事会の2009年7月13日付2009年EC指令第72号と不適合であるために、社会的補填の資金調達システム、および12月26日付法律2013年第24号の第45(4)条に定める社会的排除のリスクがある消費者への電力供給の費用が適用されないことを判示した控訴2017年第687号について最高裁判所が下した2022年2月21日付判決2022年第202号の結果である。
社会的補填割引率	6、10.3、16.1、51	＋250百万ユーロ	
二酸化炭素(CO_2)排出権		＋60百万ユーロ(+6.9%)	・ この実績は、排出テクノロジーを用いた生産によりトン数が減少(-13.6%)したにもかかわらず、二酸化炭素(CO_2)排気排出枠の平均単価が上昇(83.5ユーロ/トン、+3.3%)したことを反映している。
原産地証明およびその他環境証明を取得したエネルギー消費		＋48百万ユーロ(+44.0%)	・ 当該期間の変動は、当社が再生可能エネルギーによる発電および供給に焦点を当てようとする中で、原産地保証の平均価格が上昇(+6.0%)し、当該保証の消費も増加したことによるものである。
他のエネルギー商品の購入		＋228百万ユーロ(+103.6%)	・ 当該費用の変動は、他のエネルギー商品の売上げとともに分析される(「損益の分析」参照)。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出

以下は2023年における貯蔵エネルギーデリバティブから生じた収益および支出の詳細および前年比による変化率を表している。

単位：百万ユーロ

	参照(1)	2023年	2022年	変　化	Chg (%)
収益	**41.5**				
ヘッジ手段として指定されたデリバティブにおける収益		**1,153**	**3,592**	**(2,439)**	**(67.9)**
ヘッジデリバティブキャッシュフローにおける収益(2)		1,153	3,592	(2,439)	(67.9)
損益の変動を伴う公正価値デリバティブからの収益		**1,936**	**5,773**	**(3,837)**	**(66.5)**
損益計算書において認識された公正価値デリバティブからの収益		1,936	5,773	(3,837)	(66.5)
合計収益		**3,089**	**9,365**	**(6,276)**	**(67.0)**
支出	**41.5**				
ヘッジ手段として指定されたデリバティブからの支出		**(2,817)**	**(5,058)**	**2,241**	**(44.3)**
ヘッジデリバティブキャッシュフローからの支出(2)		(2,817)	(5,058)	2,241	(44.3)
損益の変動を伴う公正価値デリバティブからの支出		**(3,444)**	**(6,524)**	**3,080**	**(47.2)**
損益計算書において認識された公正価値デリバティブからの支出		(3,444)	(6,524)	3,080	(47.2)
合計支出		**(6,261)**	**(11,582)**	**5,321**	**(45.9)**
合　計	**11**	**(3,172)**	**(2,217)**	**(955)**	**43.1**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2023年12月31日時点で、無効の結果、損益計算書における影響に対応する200百万ユーロのプラスを含む(2022年12月31日時点では293百万ユーロの純マイナス)。

一般的リスク管理および統制方針にしたがって、エンデサはその事業がさらされているリスクをヘッジするために、金融商品(デリバティブ)を利用する。デリバティブの利用はエンデサが事業を計画にする為に必要不可欠であり、配電時および発電の過程で使用される原料費から、収益を確保するものである。これにより、現物価格の変動にさらされる事業から、当該リスクを管理することが可能となる。(「3　事業等のリスク　主要なリスクおよび不確実性」を参照のこと。)

2023年、「貯蔵エネルギーデリバティブから生じる収益および収支」の合計は、前年同期の2,217百万ユーロのマイナスに対し、3,172百万ユーロのマイナスとなった。これは、2022年に発生したエネルギー市場の価格変動の結果、2023年にデリバティブの契約および決済が行われたため、基本的には電気およびガスデリバティブの評価および決済が進展したためである(「1　経営方針、経営環境及び対処すべき課題等　電力およびガス市場」を参照のこと。)。

固定営業費用

以下は、2023年のその他の固定営業費用の詳細および年度ごとの変化を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	固定営業費用			
		2023年	2022年	変化	Chg(%)
自己建設資産	3.2b.1 および 3.2e.3	(345)	(335)	(10)	3.0
人 件 費	12	1,137	955	182	19.1
その他の固定営業費用	13	1,423	1,353	70	5.2
合　　計		**2,215**	**1,973**	**242**	**12.3**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年において、固定営業費用は2,215百万ユーロとなり、2022年比で242百万ユーロ増加した(+12.3%)。これは、とりわけ以下による。

固定営業費用	参照(1)	変動	
労働力再構築計画	12、37.2	＋170百万ユーロ	・ エンデサが長年取り組んできたデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率改善に対するエンデサの約束に沿って、2023年に165百万ユーロ(税効果控除後124百万ユーロ)を引当て。これには、プロセスのデジタル化の影響を受ける従業員の最大201人の離職が含まれる(「純利益および純経常利益」参照)。 ・ 保有労働力再構築計画に関する規定のアップデートは、5百万ユーロのマイナス影響をもたらした。
他の人件費・福利厚生費用	12	＋9百万ユーロ (+4.5%)	・ 増加の主な要因は、通常の偶発事象の負担率を28.9%(2022年は28.3%)に設定した、1月30日付省令PCM2023年第74号に基づく社会保障費用の増加である。
賃金及び給与		＋8百万ユーロ (+1.1%)	・ インフレの影響などによる人件費の増加。
修理、保全および維持	13	＋24百万ユーロ (+7.8%)	・ 増加の主な要因は、本土外の領域(TNP)における燃料プラントの維持費用が12百万ユーロに増加したこと、および検査事業の増加と中低圧配電施設の故障により費用の増加が10百万ユーロに達したことによる。
租税公課		＋9百万ユーロ (+8.2)	・ この増加は、特に、エンデサの戦略プランで構想されている再生可能発電施設の増加に伴い、事業運営における風力発電所と太陽光発電所の増加に起因する、固定資産税(IBI)への費用(6百万ユーロ)の増加によるもの。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

欧州連合タクソノミーによるその他の固定営業費用

エンデサは、欧州連合タクソノミー規則にしたがって、エンデサのバリュー・チェーンにおける経済活動を適格アライン、適格ノンアラインおよび不適格の3つの区分に分類している。

以下は、欧州連合タクソノミー規則に基づく活動区分の分類の対象となるとみなされる、2022年および2023年の連結損益計算書における「その他の固定営業費用」に含まれる費用の割合を表している。これらの費用は、主に修理および管理ならびに保険料に対応している。

(単位：百万ユーロ)

その他の固定営業費用	2023年(1)		2022年(1)	
	金額	割合(%)	金額	割合(%)
適格アライン活動(2)	161	46.0	134	41.4
適格ノンアライン活動	28	8.1	59	18.2
不適格活動	161	45.9	131	40.4
合計	**350**	**100.0**	**324**	**100.0**

(1) 「気候委任法」および「原子力およびガスに関する補完的委任法」による。

(2) 2023年については、再生可能発電(15.7%)、小売エネルギー供給(0.0%)、その他の製品およびサービスの売買(0.3%)ならびに配電(30.0%)(2022年については、それぞれ12.0%、0.0%、0.6%および28.7%)に対応している。

その他の利益および損失

2023年および2022年における主な項目は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	その他の利益および損失			
		2023年	2022年	変化	Chg (%)
グループ会社に対する投資の処分等		**-**	**239**	**(239)**	**(100.0)**
Endesa X Way, S.L.に対する持分保有(51%)	7.2、14、26および47.1	-	121(2)	(121)	該当無し
Endesa X Way, S.L.の支配権喪失の結果認識された損益	26	-	117(2)	(117)	該当無し
その他	7.2、14および26	-	1	(1)	(100.0)
固定資産の処分		**17**	**14**	**3**	**21.4**
フォア火力発電所隣接地（バルセロナ）		6	-	6	該当無し
Alcudia(バレアレス諸島)に所在する土地		-	13(3)	(13)	該当無し
発電および小売供給事業のグラナダ、マラガおよびテルエルに所在する土地		6	-	6	該当無し
その他(4)		5	1	4	400.0
合計	**14**	**17**	**253**	**(236)**	**(93.3)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 税効果の控除後182百万ユーロ。

(3) 税効果の控除後10百万ユーロ。

(4) 土地および不動産の売却により発生した税引前キャピタル・ゲインに関連する。

Endesa X Way, S.L.

2022年に、Endesa X Servicios, S.L.U.は、Endesa X Way, S.L.に対する保有持分の51%をEnel X Way, S.r.l.(電気移動事業の親会社であるEnelグループ会社)に対して122百万ユーロで売却し、121百万ユーロの税引前キャピタル・ゲインを生み出した。

Endesaにとって、かかる売却はEndesa X Way, S.L.に対する支配権の喪失を意味するものである。よって同社について留保された保有持分がフェアバリューにて認識されたことにより、117百万ユーロの税引前利益が認識される結果となった。

欧州連合タクソノミーによる税引前営業利益(EBITDA)

以下は、欧州連合タクソノミー規則に基づく各活動区分に対応する2023年および2022年の連結損益計算書における「税引前営業利益(EBITDA)」の割合を表している。

(単位：百万ユーロ)

税引前営業利益(EBITDA)	2023年(1)		2022年(1)	
	金額	割合(%)	金額	割合(%)
適格アライン活動(2)	2,639	69.9	2,667	47.9
適格ノンアライン活動	260	6.9	650	11.7
不適格活動	878	23.2	2,248	40.4
合計	**3,777**	**100.0**	**5,565**	**100.0**

(1) 「気候委任法」および「原子力およびガスに関する補完的委任法」による。

(2) 2023年度については、再生可能発電(21.7%)、小売エネルギー供給(0.0%)、その他の製品およびサービスの売買(2.2%)ならびに配電(46.0%)(2022年度については、それぞれ11.4%、0.0%、6.0%および30.6%)に対応している。

非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失

2023年および2022年において、連結損益計算書の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	減価償却費、償却費および減損損失			
		2023年	2022年	変化	Chg (%)
減価償却費および償却費	**8.2.1**	**1,768**	**1,653**	**115**	**7.0**
有形固定資産のその他の減価償却に関する引当金	20	1,418	1,334	84	6.3
無形資産の償却に関する引当金	23	350	319	31	9.7
金融資産の減損損失		**96**	**63**	**33**	**52.4**
減損損失に関する引当金	**8.2.1**	**116**	**98**	**18**	**18.4**
有形固定資産および運用財産の減損損失に関する引当金		95	95	-	-
本土の石炭火力発電所(2)	3.2f.4および20	1	33	(32)	(97.0)
本土外の領域(TNP)における資金生成単位(CGUs)(3)	3.2f.4および20	90	60	30	50.0
風力発電所および太陽光発電所のプロジェクト		4(4)	2	2	100.0
無形資産の減損損失に関する引当金	8.2.1および23	21	3	18	600.0
風力発電所および太陽光発電所のプロジェクト		21(4)	1	20	2,000.0
その他の無形固定資産		-	2	(2)	(100.0)
減損損失の戻入れ	**8.2.1**	**(20)**	**(35)**	**15**	**(42.9)**
有形固定資産および運用財産の減損損失の戻入れ		(18)	(35)	17	(48.6)
本土の石炭火力発電所	3.2f.4および20	(7)	(5)	(2)	40.0
本土外の領域(TNP)における資金生成単位(CGUs)(3)	3.2f.4および20	-	(24)	24	(100.0)
その他の有形固定資産および運用財産(5)	22	(11)	(6)	(5)	83.3
無形資産の減損損失の戻入れ	23	(2)	-	(2)	該当なし
風力発電所および太陽光発電所のプロジェクト		(2)(4)	-	(2)	該当なし
合　　計	**15.1**	**1,864**	**1,716**	**148**	**8.6**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) カディスにあるLos Barrios港ターミナルの減損の戻入れである7百万ユーロを含む(2022年は30百万ユーロ(税効果控除後22百万ユーロ)の減損損失)。

(3) 68百万ユーロ(税効果控除後27百万ユーロ)の影響。

(4) 税効果控除後17百万ユーロ。

(5) Gas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社及びパルマ・デ・マヨルカに所在するその附属地10百万ユーロ(2022年は6百万ユーロ)の物件に関する減損損失の払戻しを含む。

主に以下の側面の結果として、2023年の「非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失」は合計1,864百万ユーロとなり、前年比で148百万ユーロ(+8.6%)の増額となった。

非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失	参照(1)	増減	
減価償却費用		+115百万ユーロ (+7.0%)	• 減価償却費の増加は、戦略計画に沿った、再生可能発電システムや施設および配電の投資活動ならびに商業活動に一部対応しており、かかる商業活動は顧客との契約獲得に伴う増分費用の資産化を増加させた。
バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(「TNP」)それぞれに関する資金生成単位(CGUs)	3.2f)、6および15.1	+54百万ユーロ (+150.0%)	• 2023年および2022年において、バレアレス諸島、カナリー諸島、セウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)それぞれの資金生成単位(CGUs)の減損は、これらの財産の帳簿価額にそれぞれ90百万ユーロおよび36百万ユーロの回収可能価額を調整するために認識された(「純利益および純経常利益」参照)。 2023年および2022年に計上された減損費用は、主に、両年における欧州中央銀行の金利上昇に伴い、これらの財産の回収可能価額の算定に使用された割引率の変更に関する結果である。また、2022年度には、バレアスの資金生成単位(CGU)において、運転資本収支の好転により減損損失の払戻しを計上し、割引率の上昇によるマイナス影響を相殺した。
風力発電および太陽光発電プロジェクト	3.2f)および15.1	+20百万ユーロ	• Enel Green Power España, S.L.U.が所有する複数の風力発電および太陽光発電プロジェクトについて、2023年および2022年に自然エネルギー事業の減損費用(純額23百万ユーロおよび3百万ユーロ)が計上された。これは主に、環境影響評価書を受領した結果によるものである。
カディスのLos Barrios港ターミナル	3.2f)および15.1	-37百万ユーロ	• 利権の延長の適用の結果、Los Barrios港ターミナル(カディズ)の7百万ユーロの減損払戻しが2023年に認識された。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

金融資産の減損損失

2023年および2022年において、連結損益計算書の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	2023年	2022年	変化	Chg (%)
減損損失に関する引当金	**8.2.1および41.1.3**	**446**	**381**	**65**	**17.1**
顧客との契約からの債権の減損損失に関する引当金		440	381	59	15.5
その他の金融資産の減損損失に関する引当金		6	-	6	該当なし
減損損失の戻入れ	**8.2.1および41.1.3**	**(178)**	**(219)**	**41**	**(18.7)**
顧客との契約からの債権の減損損失の戻入れ		(176)	(218)	42	(19.3)
その他の金融資産の減損損失の戻入れ		(2)	(1)	(1)	100.0
合　　計	**15.2**	**268**	**162**	**106**	**65.4**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年の金融資産の減損損失の純額は268百万ユーロとなったが、主に、顧客との契約から生じる債権の減損損失の純額に関連している。

本項目の実績を分析する際には、以下の点を考慮しなければならない。

事業	金額	
発電および供給	5,134百万ユーロ	・居住用および企業間取引(B2B)顧客からの回収が悪化したため、さらなる引当てが認識された。
配電	628百万ユーロ	・2023年度は、ロシア・ウクライナ紛争に起因するエネルギー危機の結果、2022年度に大幅に悪化した小規模エネルギー取引会社の支払行動が正常化した。

純金融利益/(損失)

エンデサ・グループは、2023年および2022年の純金融利益/(損失)が、それぞれ590百万ユーロおよび215百万ユーロであったと報告した。

以下の表は2023年の純金融利益/(損失)の詳細および前年比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	純金融利益/(損失)				
	参照(1)	2023年	2022年	変　化	Chg (%)
純金融損失		(611)	(192)	(419)	218.2
金融利益		38	236	(198)	(83.9)
財務費用		(705)	(343)	(362)	105.5
デリバティブ金融商品における利益および費用		56	(85)	141	(165.9)
換算差額純額		21	(23)	44	(191.3)
合　計	**16**	**(590)**	**(215)**	**(375)**	**174.4**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

純金融損失

2023年、純金融損失は前年同期比で419百万ユーロ増加し、611百万ユーロとなった。

2023年の純金融損失を分析するためには、以下の効果を考慮するべきである。

(単位：百万ユーロ)

	純金融損失			
	2023年	2022年	変　化	Chg (%)
償却費用における金融商品の純費用	(491)	(235)	(256)	108.9
IFRS第9号「金融商品」に従った労働力再構築計画、発電所の解体および金融資産の減損のための引当金の更新	(79)	43	(122)	(283.7)
社会的補填に関する判決に基づく遅延利息	4	16	(12)	(75.0)
延滞利息、仲裁判断	(15)	-	(15)	該当なし
売掛債権の買取取引の料金	(49)	(41)	(8)	19.5
その他	19	25	(6)	(24.0)
合　計	**(611)**	**(192)**	**(419)**	**218.2**

2023年における上記の費用の実績は、以下のとおりであった。

純金融損失	参照(1)	増減	
償却費用における金融負債の純費用		+256百万ユーロ (+108.9%)	・純財務費用は総金融負債の増加により大幅に増加し、2022年の1.4%から2023年には3.2%に増加した。これは、2022年の16,442百万ユーロから2023年の15,373百万ユーロとなった、平均総金融負債の減少にもかかわらず、金利上昇の結果である(「(3)　流動性および資本の原資　財政管理」)。
労働力再構築計画、解体および金融資産の減損のための引当金（IFRS 9)		+122百万ユーロ (+283.7 %)	・この変化は、労働力再構築計画の引当金の更新(33百万ユーロ)や、金利上昇の結果として施設を解体する費用(50百万ユーロ)の見積もりによる費用の増加によるところが大きい。
社会的補填に関する判決に基づく遅延利息	6、16.1および51	-12百万ユーロ (-75.0%)	・2022年および2023年に、当社は、社会的補填の第三の資金提供制度が有効な全期間における社会的補填の資金提供および行政との共同による資金提供に係る負担金について、これに関する支払金の全額が、顧客に転嫁された金額(適切な場合)を差し引いた上で申立人に返金される形で補償を受けるEndesa，S.A.の権利が認められた結果として、支払いの遅延による利息として、それぞれ4百万ユーロおよび16百万ユーロを認識した。
延滞利息、仲裁判断	16.1、51	+15百万ユーロ	・2023年、支払遅延利息の15百万ユーロは、液化天然ガス(LNG)の長期供給契約の価格見直しの仲裁判断が認められた結果として認識された。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

換算差額純額

2023年の換算差額純額は、21百万ユーロの利益であった(2022年の換算損失純額は23百万ユーロ)。

この変動は主に、2023年にかけてユーロ/米ドルの為替レートが変動したこと、およびそれに伴うドル建て契約の支払いや、液化天然ガス(LNG)輸送のための傭船契約に対応する使用権に伴う借入金への影響によるものである。

持分法を適用して会計処理される会社から発生した純利益/(損失)

2023年および2022年に、持分法を適用して会計処理される会社の純利益は、以下のとおり、それぞれ10百万ユーロおよび15百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	持分法を使用して計算された会社の純利益/(損失)	
		2023年	2022年
関連会社		**(8)**	**13**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		2	4
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(6)	1
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		1	3
Endesa X Way, S.L.		(4)	(4)
Boiro Energía, S.A.		-	2
その他		(1)	7
ジョイント・ベンチャー		**18**	**2**
Front Marítim del Besòs, S.L.		(2)	(2)
Nuclenor, S.A.		4	(7)
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		3	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		3	4
その他		10	5
合　　計	**17および26**	**10**	**15**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

Gorona del Viento El Hierro, S.A.

2023年、Gorona del Viento El Hierro, S.A.への持分23.2%は、マイナス6百万ユーロの結果となったが、エネルギー政策鉱山総局で承認された水力-風力発電所の年間標準稼働時間のアップデートに基づき、当社が受け取る電力保障の報酬の減少に関連する損失を主に反映している。

Nuclenor, S.A.

2023年7月17日、Santa María de Garoña Nuclear Power Plantの解体とNuclenor, S.A.からEmpresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (Enresa)への所有譲渡を許可する7月13日付省令TED2023年第796号が発出された。これは、この会社の事業が変更され、施設の事業運営、保守、解体および廃炉におけるEnresa支援業務の提供に焦点を当てるようになったことを意味している。これには、特に、発電所の譲渡及び解体段階においてEnresaに提供されたこれらの業務の認識、および当社が第三者及び退職した従業員に対する将来の責務を果たすために、前期で発生すると見積もっていた追加費用の部分的な払戻し4百万ユーロを含んでいる。

所得税

2023年における所得税費用は、2022年に計上された額と比べて588百万ユーロ減少し(-66.0%)、303百万ユーロとなった(「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18を参照のこと。)。

2023年の実効税率は、28.5%(2022年は25.6%)であった。これは、とりわけ、208百万ユーロの一時的なエネルギー税に関連する控除不能費用と、18百万ユーロの金額に対する2021年1月1日現在の配当金免除の制限が、総額39百万ユーロの収益に対する税還付および税額控除の実現によって部分的に相殺された。

これまで述べてきた影響を除いて、2023年度の実効税率は25.6%であった。

純利益および純経常利益

2023年の親会社に帰属する純利益は、2022年から1,799百万ユーロ減少(-70.8%)して、742百万ユーロとなった。

2023年の親会社に帰属する純経常利益は、以下のとおり、951百万ユーロ(-60.3%)であった。

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	変化	Chg (%)
純利益	**742**	**2,541**	**(1,799)**	**(70.8)**
非金融資産の処分における純利益/(損失)(1)	-	(192)	192	(100.0)
Endesa X Way, S.L.の支配権喪失の結果認識された損益	-	(182)	182	(100.0)
Alcudia(バレアレス諸島)に所在する土地	-	(10)	10	(100.0)
非金融資産の減損損失の純額(1)	85	49	36	73.5
本土の石炭火力発電所	-	22	(22)	(100.0)
本土外の領域(「TNP」)における資金生成単位(CGU)	68	27	41	151.9
風力発電および太陽光発電プロジェクト	17	-	17	該当無し
脱炭素化計画およびプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築費用による人件費の最初の純費用	124	-	124	該当無し
純経常利益	**951**	**2,398**	**(1,447)**	**(60.3)**

(1) 10百万ユーロを超えた分

利害関係者に関して創出される価値

2023年および2022年にエンデサにより創出および分配された経済的価値は、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	2023年	2022年	変　化	Chg (%)
創出された直接的な経済的価値		**22,352**	**31,183**	**(8,831)**	**(28.3)**
売上およびサービスからの収益	9.1	25,070	32,545	(7,475)	(23.0)
その他営業収入	9.2	389	351	38	10.8
持分法適用会社の純利益/(損失)	17および26.1	10	15	(5)	(33.3)
貯蔵エネルギーデリバティブからの収益および費用	11	(3,172)	(2,217)	(955)	43.1
その他の利益/損失および金融利益	14および16.1	55	489	(434)	(88.8)
金融利益		38	236	(198)	(83.9)
その他の利益/損失		17	253	(236)	(93.3)
以下の者に配分された経済的価値		**(20,899)**	**(28,717)**	**7,818**	**(27.2)**
株主		(1,059)	(1,679)	620	(36.9)
企業：顧客、供給者および請負業者		(16,484)	(23,781)	7,297	(30.7)
電力購入	10.1	(6,944)	(12,901)	5,957	(46.2)
燃料消費	10.2	(2,708)	(4,349)	1,641	(37.7)
輸送費		(3,213)	(3,603)	390	(10.8)
その他変動調達およびサービス	10.3	(3,447)	(2,541)	(906)	35.7
(変動調達における租税および料金)	10.3	1,132	856	276	32.2
その他固定営業費用	13	(1,423)	(1,353)	(70)	5.2
(固定費用における租税および料金)	13	119	110	9	8.2
従業員	12	(1,137)	(955)	(182)	19.1
公的機関		(1,554)	(1,857)	303	(16.3)
所得税	18	(303)	(891)	588	(66.0)
租税および料金	10.3および13	(1,251)	(966)	(285)	29.5
社会的発展への投資(2)		(16)	(17)	1	(5.9)
金融界	16	(649)	(428)	(221)	51.6
財務費用		(705)	(343)	(362)	105.5
デリバティブ金融商品からの収益および費用		56	(85)	141	(165.9)
留保される経済的価値		**1,453**	**2,466**	**(1,013)**	**(41.1)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) ロンドンベンチマーキンググループ(LBG)法に基づき算出される。

次へ

セグメントによる業績

セグメントおよび地理的地域による区分および報告基準を含む、セグメントに関連する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記8に含まれている。

以下は、2023年および2022年のセグメントによるエンデサの連結損益計算書および投資の主要な数値の内訳である。

(単位：百万ユーロ)

	2023年									
	発電および供給									
	従来の発電(1)	再生可能発電	エネルギー供給	その他の製品およびサービスの売買	発電および供給の調整ならびに消去	合計	配電	構造およびサービス	連結調整および消去	合計
収　　益	11,339 (2)	**1,216**	**20,343**	**382**	**(10,101)**	**23,179**	**2,466**	**501**	**(687)**	**25,459**
第三者との収益	3,059	304	19,409	376	-	23,148	2,302	9	-	25,459
セグメント間取引からの収益	8,280	912	934	6	(10,101)	31	164	492	(687)	-
仕入およびサービス	**(7,400)**	**(164)**	**(18,377)**	**(217)**	**10,064**	**(16,094)**	**(166)**	**(209)**	**157**	**(16,312)**
エネルギーデリバティブからの収益および費用	**(2,426)**	**18**	**(764)**	**-**	**-**	**(3,172)**	**-**	**-**	**-**	**(3,172)**
限界利益	**1,513**	**1,070**	1,202(3)	**165**	**(37)**	**3,913**	**2,300**	**292**	**(530)**	**5,975**
固定営業費用ならびにその他の利益および損失	**(785)**	**(249)**	**(534)**	**(104)**	**37**	**(1,635)**	**(563)**	**(530)**	**530**	**(2,198)**
税引前営業利益(EBITDA)(4)	**728**	**821**	**668**	**61**	**-**	2,278(5)	**1,737**	**(238)**	**-**	**3,777**
非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失(2)	**(613)**	**(288)**	**(185)**	**(51)**	**-**	**(1,137)**	**(684)**	**(43)**	**-**	**(1,864)**
返済済み	(530)	(265)	(185)	(51)	-	(1,031)	(694)	(43)	-	(1,768)
非金融資産の減損引当金	(90)	(26)	-	-	-	(116)	-	-	-	(116)
非金融資産の減損の戻入れ	7	3	-	-	-	10	10	-	-	20
金融資産の減損損失	**2**	**(5)**	**(254)**	**(14)**	**-**	**(271)**	**3**	**-**	**-**	**(268)**
金融資産の減損引当金	(3)	(5)	(359)	(17)	-	(384)	(62)	-	-	(446)
金融資産の減損の戻入れ	5	-	105	3	-	113	65	-	-	178
営業利益(EBIT)	**117**	**528**	**229**	**(4)**	**-**	**870**	**1,056**	**(281)**	**-**	**1,645**
持分法を適用して会計処理される会社の純利益/(損失)	5	2	2	(3)	-	6	4	-	-	10

(1) それぞれ、486百万ユーロのプラス、213百万ユーロのプラス、および37百万ユーロのプラスの本土外の領域の発電の限界利益、税引前営業利益(EBITDA)および営業利益(EBIT)を含む。
(2) 排出技術からの発電に対応する4,515百万ユーロ(総収入の17.7%)および原子力発電に対応する1,463百万ユーロ(総収入の5.7%)を含む。
(3) 91百万ユーロのガス供給に関する限界利益を含む。
(4) 低炭素商品、サービスおよび技術によるEBITDAは3,535百万ユーロである。
(5) 511百万ユーロのプラスの原子力発電、25百万ユーロのプラスの商業用ガスを含む。

(単位：百万ユーロ)

	2022年									
	発電および供給									
	従来の発電	再生可能発電	エネルギー供給	その他の製品およびサービスの供給	発電および供給の調整ならびに消去	合計	配電	構造およびサービス	連結調整および消去	合計
収　　益	17,488(2)	**934**	**27,764**	**368**	**(15,832)**	**30,722**	**2,348**	**472**	**(646)**	**32,896**
第三者との収益	5,432	425	24,466	363	-	30,686	2,202	8	-	32,896
セグメント間取引からの収益	12,056	509	3,298	5	(15,832)	36	146	464	(646)	-
仕入およびサービス	**(10,410)**	**(59)**	**(28,690)**	**(215)**	**15,809**	**(23,565)**	**(139)**	**170**	**140**	**(23,394)**
エネルギーデリバティブからの収益および費用	**(3,896)**	**(37)**	**1,716**	**-**	**-**	**(2,217)**	**-**	**-**	**-**	**(2,217)**
限界利益	**3,182**	**838**	790(3)	**153**	**(23)**	**4,940**	**2,209**	**642**	**(506)**	**7,285**
固定営業費用ならびにその他の利益および損失	**(763)**	**(207)**	**(438)**	**154**	**23**	**(1,231)**	**(506)**	**(489)**	**506**	**(1,720)**
税引前営業利益(EBITDA)(4)	**2,419**	**631**	**352**	**307**	**-**	3,709(5)	**1,703**	**153**	**-**	**5,565**
非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失(2)	**(573)**	**(230)**	**(156)**	**(49)**	**-**	**(1,008)**	**(660)**	**(48)**	**-**	**(1,716)**
返済済み	(509)	(227)	(153)	(50)	-	(939)	(666)	(48)	-	(1,653)
非金融資産の減損引当金	(93)	(3)	(2)	-	-	(98)	-	-	-	(98)
非金融資産の減損の戻入れ	29	-	(1)	1	-	29	6	-	-	35
金融資産の減損損失	**(3)**	**(13)**	**(119)**	**(2)**	**-**	**(137)**	**(25)**	**-**	**-**	**(162)**
金融資産の減損引当金	(6)	(13)	(249)	(17)	-	(285)	(96)	-	-	(381)
金融資産の減損の戻入れ	3	-	130	15	-	148	71	-	-	219
営業利益(EBIT)	**1,843**	**388**	**77**	**256**	**-**	**2,564**	**1,018**	**105**	**-**	**3,687**
持分法を適用して会計処理される会社の純利益/(損失)	1	16	(2)	(4)	-	11	4	-	-	15

(1) それぞれ、580百万ユーロのプラス、332百万ユーロのプラス、213百万ユーロのプラスの本土外の領域の発電の限界利益、EBITDAおよびEBITを含む。
(2) 排出技術からの発電に対応する8,807百万ユーロ(総収入の26.8%)および原子力発電に対応する1,570百万ユーロ(総収入の4.8%)を含む。
(3) 83百万ユーロのガス供給に関する限界利益を含む。
(4) 低炭素商品、サービスおよび技術によるEBITDAは3,782百万ユーロであった。
(5) 651百万ユーロのプラスの原子力発電、15百万ユーロのプラスの商業用ガスを含む。

前へ　次へ

発電および供給

2023年の電気セクターは、軍事紛争の進行による地政学的緊張やEUの対立緩和策によるインフレ環境の影響などを受けたものの、前年の冬よりも気温が暖かかった昨冬の間の供給の多様化の確保により、ロシア・ウクライナ間の紛争の影響を緩和し、また、エネルギー節約政策の実施による需要の減少などにより、ガス価格が着実に下落したことなどから、安定的に推移した。このガスの値下がりは電気価格の下落をもたらし、これもまた当期の再生可能エネルギー源からのエネルギーの増産によってもたらされた。

このような背景のなか、発電および電力供給の統合利益に関するエンデサの共同管理アプローチに沿って、2022年1月1日以降、両事業間の新たな企業間契約が発効していることは特筆に値する。これによりエンデサの供給会社は、2021年9月14日付国王布告法2021年第17号第5条で定める削減制度に従うことを条件として、65ユーロ/メガワット時の固定価格で水力発電、原子力発電および再生可能エネルギー発電を利用できるようになった。これにより規定された条件に従い、この固定価格は2022年および2023年に送電されるすべてのエネルギーに適用されることとなる。当該合意の対象外の電力供給業者のエネルギーの必要量は、市場価格に従う。この補助制度は2023年12月31日に終了した。

2023年における主要な数値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

数値	2023年	2022年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	3,913	4,940	(1,027)	(20.8)	6	限界利益の進展は、特に次の結果である: • 長期液化天然ガス(LNG)燃料供給契約の価格見直しに関する仲裁裁定の結果、515百万ユーロに相当する費用が認められたこと。 • 「貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出」の変化は955百万ユーロであり、これはエネルギー市場の価格変動に関連した電気及びガス派生商品の評価および決済の進展によるものである。 • 送電費用の減少(390百万ユーロ)は、主に電気料金の課税の対応する部分が減少したことによるものであり、配電および配電網への接続使用料の修理費によって一部相殺された。 • 仲裁裁定(6,472百万ユーロ)および燃料消費(1,641百万ユーロ)を除くエネルギー購入費用の減少は、主に卸売電力市場(87.1ユーロ/メガワット時;-48.0%)および平均ガス価格(40.6ユーロ/メガワット時;-67.1%)の算術平均価格の低下による、電気売上(6,939百万ユーロ)およびガス売上(702百万ユーロ)の減少により相殺された
税引前営業利益 (EBITDA)	2,278	3,709	(1,431)	(38.6)	12、13、26.1および37	• プロセスのデジタル化の引当金(76百万ユーロ)や、労働力再構築計画の引当金(12百万ユーロ)の上昇などによる人件費の増加(104百万ユーロ)、インフレや社会保障負担金の増加(16百万ユーロ)などが含まれる。 • 本土外の領域(TNP)の燃油プラント維持費増を含む(12百万ユーロ)。 • 事業運営における風力発電および太陽光発電の増大による固定資産税(IBI)の費用の増加を含む(6百万ユーロ)。 • 2022年には、Endesa X Way, S.L.の51%持分の売却に関する税引前利益と、当該会社の合計238百万ユーロの支配権喪失が含まれていた。
営業利益 (EBIT)	870	2,564	(1,694)	(66.1)	15.1、20.1、23.1および32.1	• 主に、再生可能エネルギー源による発電所への投資の取り組みと、顧客との契約の確保に要した増分費用による資本化の増加の結果としての減価償却費(92百万ユーロ)の増加を含む。 • バレアレス諸島およびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤのそれぞれの本土外の領域(TNP)に対する資金生成単位(CGUs)の減損引当金、合計90百万ユーロ(2022年は36百万ユーロ)を含む。 • 特に、居住用および企業間取引本件事業用(B2B)顧客からの回収が悪化した結果、引当金の純増(134百万ユーロ)を含む。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

配電

2023年における主な数値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

数値	2023	2022年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	2,300	2,209	91	+4.1	6	・ 配電事業の規制された収益には、いずれの年度も、本有価証券報告書の作成日において有効な、規制期間中に事業運営に投入された投資に関する入手可能な最良の情報が含まれている。
税引前営業利益(EBITDA)	1,737	1,703	34	+2.0	13、37および51	・ プロセスのデジタル化(19百万ユーロ)に関連する労働力再構築計画の引当金、労働力再構築計画の引当金(33百万ユーロ)および社会保障負担(3百万ユーロ)の増加を主因とする人件費の増加(52百万ユーロ)を含む。 ・ これには、検査事業の増加や中低圧配電設置の故障に対する費用の増加が含まれる(10百万ユーロ)。
営業利益(EBIT)	1,056	1,018	38	+3.7	-	・ Gas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社およびパルマ・デ・マヨルカに所在するその附属地の物件の減損損失の払戻しを含む(4百万ユーロ)。 ・ 小規模エネルギー販売会社の支払動向の正常化による減損損失の減少(38百万ユーロ)が、減価償却費用の増加(38百万ユーロ)を相殺したことを含む。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

構造およびその他

2023年における主な数値および前年同時期比の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

数値	2023年	2022年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	(238)	136	(374)	(275.0)	51	・ 12月27日付2022年法律38号により適用される一時的なエネルギー税に関連する費用の承認を含む(208百万ユーロ)。 ・ 2022年には、社会的補填の融資制度の適用不能に関する最高裁判所判決から生じる収益の認識が盛り込まれた。(152百万ユーロ)
税引前営業利益(EBITDA)	(238)	153	(391)	(255.6)	37	・ プロセスデジタル化関連労働力再構築計画の引当金(70百万ユーロ)や労働力再構築計画向け引当金の更新(プラス40百万ユーロ)などによる人件費の増加(26百万ユーロ)を含む。
営業利益(EBIT)	(281)	105	(386)	(367.6)	-	・ ソフトウエア償却額(3百万ユーロ)の割引を含む。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

欧州連合タクソノミーによるセグメントおよび投資による業績

エンデサは、欧州連合タクソノミー規則にしたがって、エンデサのバリュー・チェーンにおける経済活動を適格アライン、適格ノンアライン、不適格の3つの区分に分類している。

以下の表は、それぞれの活動区分に関連する、2023年連結損益計算書の主な項目の割合を表している。

(単位：百万ユーロ)

バリュー・チェーン 経済活動	2023年(1)							
	収益		その他の固定営業費用(2)		税引前営業利益(EBITDA)		投資	
	金額	割合(%)	金額	割合(%)	金額	割合(%)	金額	割合(%)
発電および供給	**23,179**	**91.0**	**235**	**67.1**	**2,278**	**60.3**	**1,544**	**62.7**
従来の発電	**11,339**	**44.5**	**177**	**50.5**	**728**	**19.3**	**307**	**12.5**
適格アライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
適格ノンアライン活動	1,289	5.1	28	8.0	258	6.8	51	2.1
不適格活動	10,050	39.4	149	42.5	470	12.5	256	10.4
再生可能発電	**1,216**	**4.8**	**55**	**15.7**	**821**	**21.7**	**923**	**37.4**
適格アライン活動	1,207	4.8	55	15.7	819	21.7	896	36.4
適格ノンアライン活動	6	0.0	-	-	2	0.0	1	0.0
不適格活動	3	0.0	-	-	-	-	26	1.0
エネルギー供給	**20,343**	**79.9**	**1**	**0.3**	**668**	**17.7**	**233**	**9.5**
適格アライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	20,343	79.9	1	0.3	668	17.7	233	9.5
その他の製品およびサービスの販売	**382**	**1.5**	**2**	**0.6**	**61**	**1.6**	**81**	**3.3**
適格アライン活動	306	1.2	1	0.3	83	2.2	78	3.2
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	76	0.3	1	0.3	(22)	(0.6)	3	0.1
発電および供給の調整ならびに消去	**(10,101)**	**(39.7)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
配電	**2,466**	**9.7**	**105**	**30.0**	**1,737**	**46.0**	**892**	**36.2**
適格アライン活動	2,466	9.7	105	30.0	1,737	46.0	892	36.2
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	-	-	-	-	-	-	-	-
構造およびサービスならびに調整	**(186)**	**(0.7)**	**10**	**2.9**	**(238)**	**(6.3)**	**27**	**1.1**
合計	**25,459**	**100.0**	**350**	**100.0**	**3,777**	**100.0**	**2,463(3)**	**100.0**

(1) 「気候委任法」および「原子力およびガスに関する補完的委任法」による。

(2) 「その他の固定営業費用」の項目の費用は、欧州連合タクソノミー規則による活動区分への分類の対象となるとみなされた。

(3) 147百万ユーロの使用権の追加を含む。

(単位：百万ユーロ)

バリュー・チェーン ｜ 経済活動	2022年(1)							
	収益		その他の固定営業費用(2)		税引前営業利益(EBITDA)		投資	
	金額	割合(%)	金額	割合(%)	金額	割合(%)	金額	割合(%)
発電および供給	**30,722**	**93.4**	**223**	**68.8**	**3,709**	**66.6**	**1,451**	**61.2**
従来の発電	**17,488**	**53.2**	**181**	**55.9**	**2,419**	**43.5**	**272**	**11.5**
適格アライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
適格ノンアライン活動	6,467	19.7	59	18.2	651	11.7	14	0.6
不適格活動	11,021	33.5	122	37.7	1,768	31.8	258	10.9
再生可能発電	**934**	**2.8**	**39**	**12.0**	**631**	**11.3**	**856**	**36.1**
適格アライン活動	924	2.8	39	12.0	632	11.4	850	35.9
適格ノンアライン活動	2	0.0	-	-	(1)	(0.0)	1	0.0
不適格活動	8	0.0	-	-	-	-	5	0.2
エネルギー供給	**27,764**	**84.4**	**-**	**-**	**352**	**6.3**	**248**	**10.5**
適格アライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	27,764	84.4	-	-	352	6.3	248	10.5
その他の製品およびサービスの販売	**368**	**1.1**	**3**	**0.9**	**307**	**5.5**	**75**	**3.2**
適格アライン活動	323	1.0	2	0.6	332	6.0	70	3.0
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	45	0.1	1	0.3	(25)	(0.4)	5	0.2
発電および供給の調整ならびに消去	**(15,832)**	**(48.1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
配電	**2,348**	**7.1**	**93**	**28.7**	**1,703**	**30.6**	**891**	**37.6**
適格アライン活動	2,348	7.1	93	28.7	1,703	30.6	891	37.6
適格ノンアライン活動	-	-	-	-	-	-	-	-
不適格活動	-	-	-	-	-	-	-	-
構造およびサービスならびに調整	**174**	**(0.5)**	**8**	**2.5**	**153**	**2.7**	**28**	**1.2**
合計	**32,896**	**100.0**	**324**	**100.0**	**5,565**	**100.0**	2,370(3)	**100.0**

(1) 「気候委任法」および「原子力およびガスに関する補完的委任法」による。

(2) 「その他の固定営業費用」の項目の費用は、欧州連合タクソノミー規則による活動区分への分類の対象となるとみなされた。

(3) 23百万ユーロの使用権の追加を含む。

適格アライン活動は、その他の環境目標に支障を及ぼすことなく、最低限の社会的保証を尊重しつつ気候変動の緩和目標に貢献する経済活動である。

(3) 流動性および資本の原資

財政管理

財政状態

2023年中の金融市場は、引き続き、中央銀行によるインフレ水準抑制のための金利引き上げが牽引した。しかし、その年の最後の数週間、主要な中央銀行は、利率が長期にわたって高水準で推移する可能性があることに留意しつつ、金融政策が引き上げサイクルの最終段階にある可能性があるとのメッセージを発信し始めた。

インフレ面では、基幹インフレは高水準にあるものの、総合指数は大幅に下落した。ユーロ圏の総合インフレ率は2023年12月までに2.9%まで低下し、欧州中央銀行(ECB)の目標である2%に近づいた。基幹インフレ(エネルギー、未加工食品を除く)も予想以上に落ち着いた。2023年末時点では3.4%だった。

外国為替市場では、2023年中にユーロが対米ドルで3.5%上昇し、2023年末のユーロ/米ドル為替レートは1.1047となった。ユーロも英ポンドに対して2.3%安くなり、2023年12月31日現在のユーロ/英ポンド為替レートは0.8665となった。

借入

2023年12月31日時点において、エンデサは、10,405百万ユーロの純金融負債を有しており、2022年12月31日時点の負債と比べて464百万ユーロ減少した(-4.3%)。

2023年および2022年12月31日時点で、エンデサの総金融負債および純金融負債の調整は、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	借入の調整			
		2023年12月31日	2022年12月31日	変化	Chg (%)
非流動借入	41.3	9,636	11,704	(2,068)	(17.7)
流動借入	41.3	4,091	6,784	(2,693)	(39.7)
総金融負債		**13,727**	**18,488**	**(4,761)**	**(25.8)**
金融資産として認識されたデリバティブ負債	44	61	87	(26)	(29.9)
現金および現金同等物	33	(2,106)	(871)	(1,235)	141.8
資産として認識されたデリバティブ負債	44	(57)	(111)	54	(48.6)
資産として認識された金融保証	28.1 および30	(1,220)	(6,724)	5,504	(81.9)
純金融負債		**10,405**	**10,869**	**(464)**	**(4.3)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記を参照のこと。

総金融負債の変動の検討にあたり考慮するべき要素は、以下のとおりである。

総金融負債	変化	
資産として認識された金融保証	-5,504百万ユーロ (-81.9%)	・2023年には、エンデサがデリバティブをアレンジする組織化市場での取引の結果として、留保された預託金が減少した。これは、ポジションが徐々にローテーションし、ガスを中心とした貯蔵エネルギーの価格が下落したために、これらの市場でヘッジ・ポートフォリオが生み出す流動性要件が低下し、預託金の費用を賄うために必要な資金調達の水準が実質的に低下したためである。
配当	+1,678百万ユーロ	・2023年7月3日、エンデサは、1株当たり総額1.5854ユーロの(「第5　提出会社の状況　2　配当政策　配当政策」参照)の配当金を株主に支払った。

構造

2023年および2022年12月31日時点のエンデサの総金融負債の構造は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	総金融負債の構造			
	2023年12月31日	2022年12月31日	変　化	Chg (%)
ユーロ	13,586	18,307	(4,721)	(25.8)
米国ドル(USD)	141	181	(40)	(22.1)
合計	**13,727**	**18,488**	**(4,761)**	**(25.8)**
固定利率	9,771	7,190	2,581	35.9
変動利率	3,956	11,298	(7,342)	(65.0)
合計	**13,727**	**18,488**	**(4,761)**	**(25.8)**
サステナブルファイナンス	67	64	-	-
平均年数(年)	4.0	3.2	-	-
平均費用(%)	3.2	1.4	-	-

2023年12月31日時点において、当社の総金融負債の71%については固定利率で、残りの29%については変動利率で利息が発生した。またその時点において、当社の総金融負債の99%がユーロ建てであった。

エンデサの借入に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.3に記載されている。

流動性

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.4.1を参照のこと。

信用格付管理

スペイン王国のソブリン格付けは、2023年を通じて不変であったが、マクロ経済状況が弱く、同年も依然として同国に影響を及ぼした政治的不確実性がある。

信用格付業者スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)は、2023年9月15日にスペインのソブリン格付けを「A/A-1」とし、安定した見通しを得た。これは、政治的な不確実性にもかかわらず、スペインの競争的でサービス牽引の経済は、2023年と2024年にはユーロ圏平均を上回る成長率の記録を根拠とした。当該格付業者によれば、民間部門の負債減少の状況において、強力な税制収入と良好な労働市場の実績が、スペインの信用力を支えている。

フィッチ及びムーディーズも2023年11月に声明を発表し、新政権の就任を受けて、両社ともに安定した見通しで「A-」と「Baa1」の格付けを確認した。その後の格付け引き下げのリスクとして、両機関は、スペイン社会内でのストレスの継続と政治的分裂の深まりが政治リスクを高めていることから、現在の政府形成のための政治的取引がスペインのソブリン信用に悪影響を及ぼす可能性があることを懸念した。

フィッチはまた、最新の見直しの一部議論の余地を残しつつ、スペインには平均に沿った多様で付加価値のある経済、強力な制度、ガバナンス比率があることを強調した。しかし、フィッチは、公的債務は依然として高水準にあり、民間投資と生産性の低さが潜在的な国内総生産(GDP)の伸びを抑制し続けていることにも言及した。

エンデサは、2023年2月2日のフィッチ格付業者による毎年の見直しを機にスタートし、長期信用格付けを「BBB+/安定的見通し」、「シニア無担保」を「A-」に据え置いた。「スタンドアローン」評価(SCP)も「bbb+」で不変であることが確認された。

フィッチによれば、この格付けは、スペイン電力市場における当社の主導的地位をほぼ反映しており、その収入の半分は再生可能エネルギーインセンティブ制度によって規制または裏付けられており、2025年のレバレッジ予測は、終了競合相手よりも若干低い。さらに重要な言及の中で、フィッチの評価は、当社の構造的な地理的分散の欠如、寛大な株主報酬、政治的・規制的リスクの高さが引き続き国内に存在するという見通しを考慮したものでもあった。

ムーディーズは2023年10月17日、2022年8月9日から実施されていた「Baa1/ネガティブな見通し」の格付けを確認する「エンデサに関する報告書」を発行した。この格付けは、当社親会社のEnelの信用格付けの見直しを受けて、2023年12月14日に再度確認された。エンデサのネガティブな見通しへの変更は、イタリア政府のネガティブな見通しへの変更(Baa3)を反映したEnelの見通しを反映している。

ムーディーズは、2023年12月20日に発表したその後のエンデサに関する報告書の中で、エンデサの信用の質は、その強力な独立したプロファイルとEnelグループ内での統合的な職位によって支えられていると指摘した。特にムーディーズの見解では、エンデサの格付けは、収入の安定性を支える事業構成における規制事業の比率が高く、レバレッジの水準が低かったことから恩恵を受けている。これらの要因は、株主報酬の高さと、主に規制された再生可能資産に焦点を当てた広範な投資プランとのバランスが取れている。

2023年12月5日、スタンダード・アンド・プアーズはEnelの格付けを毎年見直し、長期格付けを「BBB+」から「BBB」に引き下げ、見通しをマイナスから安定に変更した。今回の親会社判断の結果、エンデサ社の格付けも「BBB」に調整され、安定的な見通しへ変更となった。

その後、2023年12月19日に発表されたエンデサに関する報告書で、スタンダード・アンド・プアーズはスタンドアロン・クレジット・プロファイル(SACP)を「a-」で確認した。当局は、この判断を当社の財務的柔軟性と負債比率の低さに基づいて説明した。これらの要因は、連結損益計算書におけるEBITDAへの規制事業の寄与度が低下したため、本件事業構成の若干の弱まりを相殺したと同社は見ている。

スタンダード・アンド・プアーズは、エンデサ社が今後1規制期間(2026年から2031年)にわたる報酬リスクが解消されれば、10年間の後半には配電網における組織的な成長を加速させるために貸借対照表に十分な余地があると期待している。

2024年1月30日、フィッチによる新たな格付けの年次レビューが終了し、その後、エンデサの長期信用格付けは「BBB+/安定的見通し」で、「シニア無担保」格付けは「A-」で再確認された。「スタンドアローン」(SCP)の評価も「bbb+」で変わらないことが確認された。

2024年2月12日に発表されたその後の報告書では、エンデサの格付けは、スペイン電力市場における当社の主導的な地位をほぼ反映しており、その収入の半分は自然エネルギーインセンティブ制度によって規制または裏付けられており、2026年の予想レバレッジは2024年から2026年の高投資プランをマーケットに提示したにもかかわらず、競合他社よりも低いと予測されていると指摘されている。

2024年6月3日、ムーディーズはエンデサの格付けを「Baa1」で確認し、見通しをネガティブから安定的に変更した。

要約すると、エンデサの2023年中および本報告書の発表日に至るまでの信用格付の展開は以下のとおりである。

	信用格付						
	2023年12月31日(1)				2022年12月31日(1)		
	長期	短期	見通し	最終見直し日	長期	短期	見通し
スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	A-2	安定的	2023年12月5日	BBB+	A-2	ネガティブ
ムーディーズ	Baa1	P-2	安定的	2024年6月3日	Baa1	P-2	ネガティブ
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	2024年1月30日	BBB+	F2	安定的

(1) 2023年および2022年の有価証券報告書のそれぞれの提出日におけるもの。

エンデサの信用格付は格付機関が用いる手法に従い、親会社であるEnelの格付に依拠しており、2023年12月31日時点において、すべての格付機関により投資適格に分類された。

エンデサは効率的に金融市場および銀行融資の商品にアクセスし、主要な供給者から有利な条件を取得できるよう、投資適格格付を維持することに取り組んでいる。

キャッシュ・フロー

2023年および2022年12月31日時点で、現金および現金同等物は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	現金および現金同等物			
		2023年12月31日	2022年12月31日	変化	Chg (%)
手元の現金および銀行の預金		1,281	871	410	47.1
その他の現金同等物		825	-	825	該当なし
合計	**33**	**2,106**	**871**	**1,235**	**141.8**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年および2022年において、エンデサの正味キャッシュ・フローは営業活動、投資活動ならびに財務活動に分類され、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	キャッシュ・フロー計算書			
		2023年	2022年	変化	Chg (%)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	46.1	4,697	1,672	3,025	180.9
投資活動による正味キャッシュ・フロー	46.2	3,196	(8,156)	11,352	(139.2)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	46.3	(6,658)	6,652	(13,310)	(200.1)

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2023年、営業活動から生じた正味キャッシュ・フロー(4,697百万ユーロ)および投資活動から生じた正味キャッシュ・フロー(3,196百万ユーロ)により、財務活動における純支払い(6,658百万ユーロ)を補うことが可能となった。

エンデサの連結キャッシュ・フロー計算書の情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記46に記載されている。

第三者への購入コミットメントおよび保証ならびにその他のコミットメント

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48参照のこと。

生産、受注及び販売の状況

主な市場の概況

I．スペインおよびポルトガルにおける事業

I.1．スペインにおける電力

2023年、スペインの電力需要は、とりわけ太陽光発電の自家消費の増加とGDP成長の低迷を原因として、244,665ギガワット時を計上したが、これは2022年に比べて2.3%の減少であった(カレンダー効果と気温効果を考慮すると-1.9%)。

需要カバーにおいて、火力発電の収益が77.8%であるのに対し、再生可能発電にかかる収益は52.2%となり収益増加が顕著であった。

需要をカバーするのにもっとも貢献した技術の中でも風力発電および原子力発電はそれぞれ24.2%および21.4%と続き、複合循環発電は15.5%、太陽光発電量は14.5%に上る(出典：REE)。

このような状況の中、エンデサの発電所は、2023年に合計発電量60,264ギガワット時に達し、主に複合循環発電の発電量の減少、さらに、原子力発電の発電量減少により、前年と比べると6.9%低かった。合計発電量の64.8%(39,077ギガワット時)は排出物ゼロ発電に相当し、2022年に比べて1.4%高かった。また、21,187ギガワット時は石炭、ガスおよび燃料発電所に相当し、前年と比べて19%減少した。

従来型のエネルギー資源を用いた発電に関して、半島における複合循環発電が30.3%減少および水力発電が13.5%増加と顕著であった。

また、再生可能エネルギーによる生産については、風力および太陽光発電の貢献度が前年と比べてより高く、前年と比べて20.7%増加した。

この文脈において、

・ 2023年、エンデサの発電量は60,264ギガワット時であり、前年同期比で6.9%減少した。詳細は以下のとおりである。

発電量 (1)	2023年1月-12月		2022年1月-12月		Chg (%)
	ギガワット時	割合(%)	ギガワット時	割合(%)	
本土	**48,896**	**81.1**	**52,575**	**81.2**	**(7.0)**
再生可能エネルギー発電所	14,212	23.5	12,041	18.6	18.0
水力	5,083	8.4	4,477	6.9	13.5
風力(2)	6,392	10.6	5,709	8.8	12.0
太陽光(3)	2,736	4.5	1,854	2.9	47.6
その他	1	0.0	1	0.0	-
原子力	24,865	41.3	26,508	41.0	(6.2)
石炭	672	1.1	911	1.4	(26.2)
複合循環(CCGT)	9,147	15.2	13,115	20.3	(30.3)
本土外の領域(TNP)	**11,368**	**18.9**	**12,141**	**18.8**	**(6.4)**
石炭	70	0.1	86	0.1	(18.6)
燃料ガス	4,505	7.5	4,450	6.9	1.2
複合循環(CCGT)	6,793	11.3	7,605	11.8	(10.7)
合　　計	**60,264**	**100.0**	**64,716**	**100.0**	**(6.9)**

(1) 発電所のバスバーにて。

(2) 2023年において、本土外領域(TNP)に対応する76ギガワット時(2022年は103ギガワット時)を含む。

(3) 2023年において、本土外領域(TNP)に対応する95ギガワット時(2022年は73ギガワット時)を含む。

・ 排出ゼロ、再生可能および原子力技術はエンデサの2023年の本土電力構成の79.8%を占め(2022年は73.2%)、残りのセクターでは83.9%であった(2022年は74.4%)。

2023年12月31日時点において、エンデサの電力市場占拠率は以下のとおりであった。

・ 再生可能エネルギーを含む本土における発電において18.2%。

・ 配電において44.2%。

・ 電力供給において29.6%。

2022年、従来のガス需要は前年比で1.5%増加した。2023年12月31日時点で、エンデサは規制緩和市場における顧客へのガス売上において13.3%の市場占拠率を確保した。

規制市場

2009年7月1日、スペインの電力市場は、小売市場の自由化ならびにエネルギー配電およびエネルギー供給活動の分離化の後に完全に規制緩和された。これ以降、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は配電網の参入に係る契約のみを扱っている。

規制市場(政府が設定した料金で電力供給を受ける顧客で成り立つ市場)において、エンデサは、合計で136,363ギガワット時を供給し(2022年は131,813ギガワット時)、これはエンデサの配電網を通じて提供されたエネルギー総量において、2022年と比べて3.5%プラスであった。

エンデサは、スペインにおいて、8の自治体(アンダルシア、アラゴン、バレアレス諸島、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、エストレマドゥーラおよびガリシア)およびセウタ自治都市の24の区の市場に電力を供給している。これは、総延長およそ195,881平方キロメートルをカバーし、人口は総計で21百万人近くいる。

2023年、電力を供給する顧客の数は12.548百万人を超えたが、2022年と比べて0.7%の増加であった。

卸売発電市場

2023年中、電力市場の最終消費者への販売向けならびに輸出およびシステムの自己消費向け(ネットワークの喪失、発電所での補助的な消費およびポンプ消費)となった半島におけるエネルギーは、229.5テラワット時で、2022年(235.5テラワット時)と比べて2.5%減少した。2023年におけるポンプ消費、輸出収支および半島-バレアレス諸島間リンクは23.5テラワット時であった(出典：REE)。

2023年、需要の78%を非排出エネルギー源で、残りの22%を排出エネルギー源でカバーした。この年の発電量は、全体を通して初めて、スペイン国内の再生可能エネルギー発電量が50%を超えた(52.2%)。複合のうち風力発電が24%と最も多く、原子力が21%、循環発電が16%、そして太陽光発電が15%と続いた。水力発電は、発電量の10%を占めたが、特に乾燥した年であった2022年の6.8%と比較して増加した。

国際取引に関しては、2023年にスペインの電力システムは輸入の傾向を断ち切り、14テラワット時の輸出残高を記録した。

2023年中、電力先物市場の流動性は、2022年と比較して、わずかに増加した。2023年におよそ127テラワット時で取引されたが、これは2022年の113テラワット時より12%増加で、2021年の248テラワット時を下回った。

次表は、2023年12月31日現在の、エンデサのスペインにおける発電プールを表したものである。

種類	場所	タイプ	グループの数	総電力量(メガワット)	エンデサ%	エンデサの電力量(メガワット)
スペイン						
本土における体制						
従来型発電						
石炭						
Compostilla (2)	León	H-A	0	0	100.0	0
Anllares (3)	León	H-A	0	0	33.3	0
As Pontes(1)	La Coruña	IC	0	0	100.0	0
Teruel (4)	Teruel	BL	0	0	100.0	0
Litoral (5)	Almería	IC	0	0	100.0	0
合計(石炭)			**0**	**0**	-	**0**
CCGT						
San Roque 2	Cádiz	CCGT	1	408	100.0	408
Besós 3	Barcelona	CCGT	1	419	100.0	419
Besós 5	Barcelona	CCGT	3	873	100.0	873
Colón 4	Huelva	CCGT	1	398	100.0	398
As Pontes	La Coruña	CCGT	3	870	100.0	870
合計(燃料ガス)			**9**	**2,968**	-	**2,968**
原子力						
Ascó I	Tarragona	N	1	1,033	100.0	1,033
Ascó II	Tarragona	N	1	1,027	85.0	873
Vandellós II	Tarragona	N	1	1,087	72.0	783
Garoña (6)	Burgos	N	-	0	50.0	0
Almaraz I	Cáceres	N	1	1,049	36.0	378
Almaraz II	Cáceres	N	1	1,044	36.0	376
Trillo (7)	Guadalajara	N	1	1,066	1.0	11
合計(原子力)			**6**	**6,306**	-	**3,454**
従来型発電合計				**9,274**	-	**6,422**
水力						
従来型水力						
UPH Noroeste		H		749.27	100.0	749.27

UPH Ebro-Pirineos	H		1,951.95	100.0	1,951.95
UPH Sur	H		660.80	100.0	660.80
ポンプ式発電					
UPH Ebro-Pirineos	H		759.89	100.0	759.89
UPH Sur	H		589.77	100.0	589.77
合計(水力)		**131**	**4,711.68**	**-**	**4,711.68**
再生可能エネルギー(本土)					
合計(小水力)	**H**	**17**	**78.15**	**-**	**78.15**
合計(風力)	**W**	**93**	**2,842.21**	**-**	**2,842.21**
合計(太陽光発電)(15)	**PHV**	**49**	**2,212.21**	**-**	**2,212.21**
合計(バイオマス発電)	**B**	**1**	**0.47**		**0.47**
合計(本土の再生可能エネルギー)		**291**	**9,844.72**		**9,844.72**

種類	場所	タイプ	グループの数	総電力量（メガワット）	エンデサ %	エンデサの電力量（メガワット）
本土以外の体制						
バレアレス諸島						
石炭						
Alcudia (8)	Mallorca	IC	2	260	100.0	260
燃料ガス						
Alcudia	Mallorca	G	2	75	100.0	75
Son Reus	Mallorca	G	11	612.8	100.0	612.8
Ca's Tresorer	Mallorca	G	6	475.1	100.0	475.1
Mahon	Menorca	F-G	8	270	100.0	270
Ibiza	Ibiza	F-G	13	319.6	100.0	319.6
Formentera	Formentera	G	1	14	100.0	14
合計(バレアレス諸島)			**43**	**2,027**	-	**2,027**
カナリヤ諸島						
燃料ガス						
Jinamar (9)(12)	Gran Canaria	F-G	7	266.45	100.0	266.45
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697	100.0	697
Candelaria (10)(11)(12)	Tenerife	F-G	6	203.6	100.0	203.6
Granadilla (13)	Tenerife	F-G	14	797.4	100.0	797.4
Punta Grande	Lanzarote	D-G	13	231.01	100.0	231.01
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	12	186.58	100.0	186.58
El Palmar	La Gomera	D	10	22.9	100.0	22.9
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	13	100.0	13
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	107.74	100.0	107.74
合計(カナリヤ諸島)			**92**	**2,526**	-	**2,526**
セウタおよびメリーヤ						
Ceuta	Ceuta	F-D	10	99	100.0	99
Melilla	Melilla	F-G	8	85	100.0	85
合計(セウタおよびメリーヤ)			**18**	**184**	-	**184**
合計(本土以外の体制の従来型発電)			**153**	**4,736**	-	**4,736**
合計(風力)		W	**12**	**41.62**	-	**41.62**

合計(太陽光)(15)			**5**	**56.57**		**56.57**
Gorona del Viento (14)	El Hierro	PH+W	-	11.50	0.2	0
合計(本土以外の体制の再生可能エネルギー)			**17**	**109.69**	**-**	**98.199**
合計(本土以外の体制)				**4,846**	**-**	**4,834**

ポルトガル						
石炭						
Tejo (16)	Pego, Abrantes	IC	0	0	43.8	0
CCGT						
Elecgas (17)	Pego, Abrantes	CCTG	2	855	100.0	855
合計(ポルトガル)			**2**	**855**	**-**	**855**

Morocco (18)	**Tahaddart**	**CCTG**	**1**	**392**	**32**	**0**

(1) As Pontes：2023年11月30日付のグループ1、2、3および4の終結承認決議。2020年9月23日付でLeónの政府代表代理はクロージング・アクトを延長した。

(2) Compostilla：2020年6月29日付のグループ3、4および5の終結承認決議。2020年9月23日付でLeónの政府代表代理はクロージング・アクトを延長した。

(3) Anllares：環境移行省は2018年11月20日に終結を承認した。2019年2月18日付でLeónの政府代表代理はクロージング・アクトを延長した。

(4) Teruel：2020年6月29日付の3つのグループの終結承認決議。2020年7月21日付でTeruelの政府代表代理はクロージング・アクトを公布した。

(5) Litoral：2021年11月26日付の2つのグループの終結承認決議。

(6) 2017年8月3日付官報(BOE)において、8月1日付省令ETU2017年第754号が公表され、原子力発電所の操業認証の更新を拒否した。また、2013年7月6日、省令IET2013年第1302号が公布され、Santa Maria de Garoña原子力発電所の明確な中断を確認した。

(7) 2020年7月31日、ENDESA Generación, S.A.U.はTrillo原子力発電所の1%をNUCLENOR, S.A.から取得。

(8) Alcudia：グループ1および2の終結承認を2019年3月29日に受領。終結証明書は2019年12月30日付。

(9) Jinamar Diesel 1、2および3 (3×12メガワット)：技術的および経済的実行可能性が完了した後に無期限で利用不可能となることが宣言された。

(10) Candelariaには、Guía de Isora施設が含まれる。TG1：48.6メガワット(ツインパックタイプ=2×24.3)。

(11) Candelaria TG3 (17.20メガワット)ならびにCandelaria Diesel 1、2および3 (3×12メガワット)：技術的および経済的実行可能性が完了した後に無期限で利用不可能となることが宣言された。

(12) JinamarのVapors4および5ならびにCandelaria5および6：技術的および経済的実行可能性が完了した後、またヨーロッパ排出指令(DEI/BREF)に適合しないため、無期限で利用不可能となることが宣言された。

(13) Granadillaには、Aroa施設が含まれる(TG1+TG2：2×24.3メガワット)。

(14) Gorona del Viento：Unelcoが23.21%保有するGorona del Viento El Hierro, S.A.の発電のための水素風力発電所。

(15) 太陽光発電の電力はピーク電力。

(16) Tejo：2021年11月に発電所閉鎖。

(17) エンデサはElecgasの50%を保有しているが、料金徴収契約の100%を所有している。

(18) Tahaddartは持分法適用に統一される。

燃料：H-A(硬質炭-無煙炭)、BL(黒色亜炭)、IC(輸入石炭)、F(燃料油)、G(ガス油)、NG(天然ガス)、CCGT(複合循環ガスタービン)、D(ディーゼル)、N(原子力発電)、H(水力発電)、PHV(太陽光発電)、B(バイオマス発電)、W(風力)およびPH+W(ポンプ式水力および風力発電)。

石炭採掘

2023年および2022年、エンデサは石炭を採掘しなかった。

配電の枠組み

エンデサの配電網の長さは、本年度末現在において、319,136キロメートルとなった。このうち埋設線は41.1%を占めている。

2023年において、新たな高圧変電所および中圧変電所の作動が開始され、その他は閉鎖された。その結果、本年度末において、エンデサは合計で1,337か所の変電所を有しており、91,255MVAの設備容量がある。当社の変電センターの数は131,452であり、最終消費者に届ける低電圧エネルギーの変換を担った。

その他の構想では、各地方政府の支援を受け、配電網が環境に与える影響を縮小することおよび特定の計画を遂行することに焦点を当てた。

I.2. スペインおよびポルトガルにおける天然ガス市場

2023年、エンデサは、64,880ギガワット時(2022年は63,756ギガワット時)を販売し、2022年と比べて1.8%減少している。

2023年12月31日現在、天然ガスの自由化市場におけるエンデサの顧客は、およそ1.39百万の供給地点により構成される(2022年より6.7%減少)。

2023年、ポルトガル天然ガス市場において、エンデサは、2022年より39.9%減少の2.8テラワット時を最終顧客に供給し、供給地点は149,400以上であった。

電力発電所への天然ガスの販売は、2023年に19.6テラワット時に達し、2022年と比べて44.9%減少した。

I.3. ポルトガル市場

エンデサは、現在855メガワットの複合循環発電所(2つのグループで構成される。)を操業している会社であるElecgasに対して50%の出資持分を有している。この発電所は2023年に2,841ギガワット時(2022年に4,875ギガワット時)を発電した。また、エンデサは、生産された電力の100%を取得するよう改訂された料金徴収契約をElecgasとの間で締結している。

2023年、ポルトガル電力市場において、エンデサは、642,000超の供給先に宛て、7.0テラワット時を供給した(2022年において611,000の供給先に対して8.5テラワット時)。

エンデサは、ポルトガルの自由化された電力市場における主要事業者の1社であり、そのシェアは15.1%であった。

前へ

5 【経営上の重要な契約等】

上記「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　業績等の概要」および「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　(3)流動性および資本の原資　生産、受注及び販売の状況」を参照のこと。

6 【研究開発活動】

エンデサは、革新とデジタル化をすべての業務分野における現在および将来の課題に対処するための重要な要素とみなしているため、これに熱心に取り組んでいる。エンデサのデジタル改革には、資産の更新、顧客との対話、従業員の育成が含まれる。革新とデジタル化は常に加速している。これにより、エンデサは常にサイバーセキュリティと個人データ保護に重点を置き、プラットフォーム、プロセス、システム、ツールの改善に継続的に投資すると同時に、セキュリティ基準、事業継続性、運用効率を向上させている。

音声生体認証、生成人工知能、産業用ロボット工学、機械学習、ロボティックオートメーション（RPA）、仮想現実、仮想アシスタント、ビッグデータなどのテクノロジーを、アジャイル方式、在宅勤務、データに基づく方法などの最新の仕事アプローチと組み合わせてプロセスを改善するために利用している。これらは現在、エンデサの中核要素となっており、当社の従業員の日常業務に組み込まれている。データ管理はエンデサの事業運営において重要な役割を果たしている。これは、電力セクターやその他のセクターにおけるベストプラクティスの継続的な分析から、高度な分析の実行、およびさまざまな事業分野における業務改善の特定に至るまで、意思決定の鍵となる。

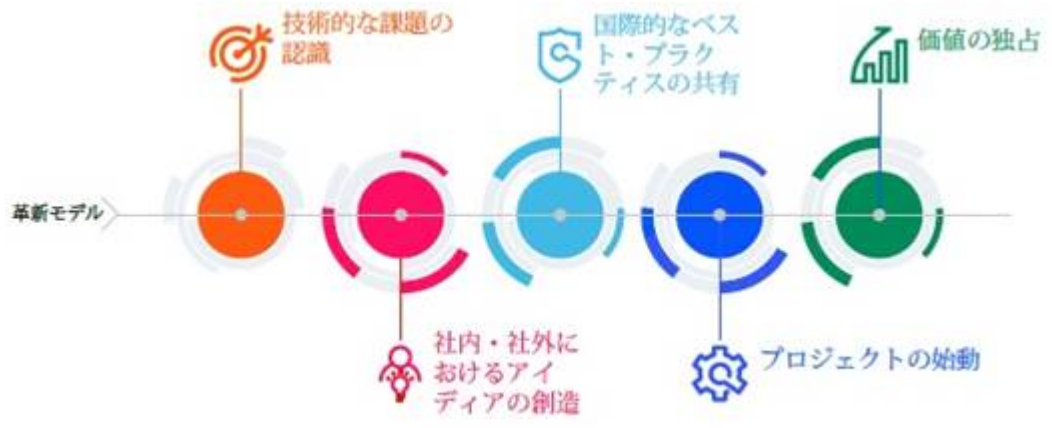
デジタル化は、事業開発の頼みの綱として、2024年–2026年の戦略的プランの重要な要素の1つである。デジタル戦略は、強化された効率性の観点からエネルギー変革を支えるため、プロセスの最適化および費用の削減と連動し、よって、より多くの人々がエネルギーを使用でき、エネルギーの新しい利用および新しい管理方法が可能となる。

革新モデル

現在のエネルギーモデルを変換する革新的な解決策の開発のための質の高いアイディアを探す目的で、エンデサはオープンな革新モデルを有している。オープンな革新モデルはアイデアおよび専門知識のコラボレーションおよび共有を促進するため、外部の関係者(大学、スタートアップ企業、研究センター、同じまたは異なる産業のその他の会社等)に関連づけるために会社に使用されている新しいモデルである。

エンデサの革新活動は、Enelグループの研究所および最も優れた研究センター、大学、供給者ならびに新興の国内および海外の企業の双方を利用して、Enelグループの他の企業との緊密な協業および相乗効果をもって実行される。

以下は、エンデサの革新モデルの要約である。



- 技術的な課題の認識：市場で入手可能なすべての事業および技術傾向の分析後の、事業間における緊密な協力。
- アイディアの創造：課題を解決するために、エンデサは、以下に記載した社内および社外のアイディアという2つのレベルで業務を行う。

社内アイディアの創造経路	内容
“オープン・イノバビリティ”	・ 従業員のための革新および持続可能な挑戦を開始するためのプラットフォームであって、当社以外のグローバルな革新コミュニティ全体に対して開かれたもの。
“イノベーション・アカデミー”	・ 専門分野におけるイノベーション思考の促進を可能にする、従業員の技法や業務スキルをトレーニングすることを目的とする特別プログラム。
“オープン・パワー・スペース”	・ エンデサの様々なワークセンターにおける共同ミーティングのベンチマークとしてつくられたスペース。この特有の環境において、従業員、提携企業および外部協力者による創造プロセスが共有され、普及し、そして開始される。
“Make It Happen”	・ エンデサの従業員に対し当社で企業家になることを援助する、グローバル・アントレプレナーシップ・プログラム。
“Challenge-Driven Sessions”	・ 当社の課題に対する革新的なソリューションおよびアプローチを探究するための革新的な手法(「Creative Problem Solving」や「Design Thinking」、「Lean Startup」)の適用に関するワークショップ。
“イノベーション・アンバサダーズ”	・ 特別研修を受講した上で専門分野のイノベーション推進者となる有志の従業員により組織されるネットワーク。
“「Enelイノベーション・コミュニティ」への参加”	・ それぞれのコミュニティは、人工知能、ロボティクス、ドローン、ブロックチェーンおよび循環型経済等の、特定の革新テーマに専念している。異なる事業分野の従業員が参加するコミュニティが合計で16個あり、プロジェクトや経験、見解を共有している。さらに、専門家を招き彼らの構想および進歩をより広範囲のコミュニティに向けて発表してもらうという、自由参加形式のイベントを定期的に開催している。

社外アイディアの創造経路	内容
企業家	・「Enel革新ハブ・ヨーロッパ」：マドリッドおよびバルセロナに物理的拠点を置き、「Enel Innovation Hubs」のグローバル・ネットワークと協調しつつ、Enelグループに関連するヨーロッパ・アントレプレナーシップ・エコシステムとの関係性を発展させる責任を負う。また、目標の達成およびグループの事業分野やグループ企業により確認されたイノベーション課題の完遂に貢献しうるヨーロッパの中小企業やスタートアップ企業の発展を実行する。「Enel Innovation Hub Europe」のサイトは、10個存在する「革新ハブ」のネットワークの一部を形成し、それらは、ブラジル、チリ、スペイン(マドリッドおよびバルセロナ)、イスラエル、イタリア(ミラノ、ピサ、カタニア)および米国(ボストン、シリコンバレー)など、重要な事業センターおよびグループの戦略的市場において世界的に展開されてきた。 ・企業や企業家、投資家との会議で生まれる、主要イベントの後援および宣伝。エンデサは、アントレプレナー・エコシステムを強化、推奨、支援し、イノベーションおよび実際のビジネス機会の創出を促進することを目指している。
任意団体およびワーキング・グループ	・異なる分野における経験および技術の共有のために様々な行政機関により奨励された、様々な技術プラットフォームおよびワーキング・グループとの協力。
供給者	・エンデサは、異なるプロジェクトから派生する既存の価値基準にとらわれない新しい解決策を取り入れ、発展させることを目的として、積極的に供給者と協力している。「販売会社によるイノベーション」プログラムはその主要部分であって、共有された方法および密な相互協力を通して革新的なソリューションの有効性を確認するために特定の課題が供給者に提示される。
専門家集団	・「オープン・イノバビリティ」プラットフォームで始動されたイノベーション課題を通じたチャンネル。
その他の産業	・エンデサはその他の産業の革新フォーラムに参加している。

・国際的な「ベスト・プラクティスの共有」：Enelグループが拠点を置く全ての国にある様々な会社が関与するワーク・グループを通じて行われる。成功談が共有され、我々が様々な活動および技術において世界的な最前線に立ち続けることを可能にする。
・プロジェクトの始動：エンデサの専門家により(イニシアチブによる価値の創造に基づいた一般的な手法に従って)評価された後、評価がプラスである場合、当該アイディアは構造化された管理および監視過程に関わるプロジェクトとして具体化される。
・価値の独占：プロジェクトが完了し、成功した場合、エンデサに価値を生み出すため生産に移行する。さらに、エンデサは著作権の保護に関する慎重な政策を取っている。

特許および免許

2023年中、エンデサは、競争力として、知的財産アセットの開発および向上への取組みを再確認および強化した。

エンデサの価値は、イノベーション活動への投資という形だけではなく、最先端技術化およびデジタル化された職場の中で日々身につく専門技術およびスキルという形でも実現される。これは、オープン・イノバビリティ・フォーミュラに含まれる持続可能アプローチと連携して、オープンな革新モデルに沿った概念を創出する能力の発展につながる。

とりわけコンピュータやデジタル・アプリケーションといった無形固定資産への投資の増加は非常に重要である。それらの投資はすべての事業分野において行われている。それらは主に、コンピュータ・ソフトウェアの内部的開発および第三者より取得したソフトウェアのカスタマイズに充てられ、以下を含む。

無形固定資産への投資	・　スマートメーター、遠隔制御および通信ソフトウェアの管理のためのネットワークへの投資。
	・　予知保全システム用の発電への投資。
	・　情報および企業資源計画(ERP)システムの内部的採用。

エンデサはスペインおよび/または欧州連合および/またはその他の非欧州国家で登録されている様々な特許を有している。場合によっては、特定の特許がその使用許可とともにEnelグループの企業へ譲渡され、第三者へサブライセンスされることがある。

2023年12月31日および2022年12月31日時点において、エンデサはスペインで10の特許を有している。

研究、開発および革新活動(R&D+i)の背景および目標

エネルギー部門は、政府や消費者の環境意識の高まりを背景に、今後ますます大きな変革を迎えている。エンデサは、排出削減目標を満たし、効率を上げることの重要性を認識しており、それにはさらなる労力が必要である。

この枠組みの中で、エンデサの研究、開発および革新(R&D&I)事業の目標は、より効率的で持続可能なエネルギーモデルに向かうことである。顧客の需要を喚起しなければ、排出削減はできない。したがって、新しいテクノロジーや革新的な事業モデルを開発し、テストし、実行することの重要性が高まっている。

エンデサの研究、開発および革新(R&D&I)事業は、他のEnelグループと協力して行われている。共同調査事業は、共通の関心分野および双方が活動する市場において行われる。

研究、開発および革新活動(R&D&I)の費用

2023年および2022年の研究、開発および革新(R&D&I)への直接総費用の金額は、以下のとおりそれぞれ114百万ユーロおよび123百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)

	R+D+iに係る直接総費用	
	2023年(2)	2022年
発電および供給	77	81
配　　電	31	34
構造、サービスその他	6	8
合　　計	**114**	**123**
R&D&Iに係る直接総費用/税引前営業利益(EBITDA)(%)	3.02	2.21
R&D&Iに係る直接総費用/営業利益(EBIT)(%)	6.93	3.34

(1) 法人所得税に関する11月27日付法律2014年第27号で規定された研究、開発および革新活動(R&D&I)の控除の目的上、スペインの国家認定機関(Spanish national accreditation body (ENAC))の認定を受けた事業体から取得または要求された証明および科学・イノベーション省による拘束力ある根拠提示報告書(「IMV」)に関する費用および投資を反映している。

(2) 認定を受けた事業体による証明および必要な根拠提示報告書(「IMV」)の受領までの暫定データ。

活動の主な範囲

エンデサの研究、開発および革新(R&D&I)に係る各活動は、持続可能性へのコミットメントに基づいており、したがって技術プロジェクトは価値の創造、革新の文化の向上および持続可能性の分野で競争力を築くことを目標として開発されている。

イノベーションに関連する重要業績評価指標(KPIs)

2023年および2022年において、イノベーションに関連する指標は以下のとおり展開された。

件数

	2023年(1)	2022年
革新的ソリューションを試験するための試験活動	35	36
調整段階にある活動	278	182

(1)　認定法人および必須の義務的根拠報告(「IMV」)による証明書保留中の暫定的データ。

エンデサは、すべての事業ラインで革新プロジェクトを展開している。以下は、活動分野、今後の指針、および現在進行中の最も関連性の高いプロジェクトの詳細である。

発電

指針：発電資産の脱炭素化、新たな再生可能発電所の建築過程の改良、発電所のデジタル化の水準の上昇、設計と事業運営段階における環境影響の削減、それらの事業運営を最適化するための従来型および再生可能発電所の効率化と柔軟性の拡大、および新たな貯蔵エネルギー技術。

活動の範囲：2023年中、主要な発電関連イノベーション・プロジェクトは以下のとおりである。

プロジェクト	説明
電力貯蔵	・電力貯蔵費用を減少させる新技術の検証。また、これは、有害物質または可燃性物質の使用を抑えることにより環境への負荷を減少させ、業績評価を改善する。 ・グリーン水素の新しい発電テクノロジーの検証と特定。 ・この事業分野では、スペインのいくつかの先駆的なプロジェクトが目立っている。常置型蓄電池として電気自動車の電池を再利用するためのメリーヤ火力発電所での「Second Life」プロジェクトで継続的事業運営の初年に到達したこと、2023年第3四半期に事業運営に入ったマヨルカのSon Orlandis太陽光発電所で開発された1メガワット/5.5メガワット時のバナジウムフロー蓄電池実証プロジェクトである。さらに、カナリア諸島での鉄およびハイブリッド・カソード用のレドックスフロー蓄電池の実証プロジェクト、およびテネリフェ島における圧縮された液体空気中での電力貯蔵技術の実現可能性研究において開発中の取組みに注目する必要がある。さらに、グリーン水素発電分野において新たなイニシアチブやプロジェクトとして、LitoralプロジェクトやJusta Mudéjar移行ジャンクションを含むプロジェクトが立ち上げられている。
ロボット・ソリューションの導入	・資産検査および発電所運営支援のための新しいロボット・ソリューションの導入。 ・発電所検査に適用するロボット工学の分野では、太陽光発電所の自動化検査のためのパイロット自律型地上ロボットを開発した。現在は、Minglanilla太陽光発電所の検証段階にある。 ・運営支援ロボットの開発に関して、太陽光発電モジュール自動清掃ソリューション認証および太陽光発電所における自動除草認証のための特別プロジェクトが稼働中である。
発電所の効率性改善および柔軟性向上	・資産が市場の要求により良く適合できるようになることを目的とした、発電所の効率性の改善または運転柔軟性の向上に焦点を当てた技術的ソリューションの導入。 ・この分野では、水力発電所の柔軟性向上を目指して、水力発電所の柔軟性プロジェクトに取り組んでいる。これは、ポンプ圧送の柔軟性を改善するために、発電機内および第2系統内に可変速を組み込むことを含む。この事例は、Guillenaポンプ機場で試験的なプロジェクトが進行中である。 ・火力分野では、人工知能模型を基盤として、計量機器の故障を検出する装置を開発するためのプロジェクトを開始した。 ・風力エネルギー分野において、予測されるメンテナンスを向上させるために新たな機械学習モデルが組み込まれた。風力タービン制御を改善するために操縦プロジェクトを開始した。最後に、欧州プロジェクト「HORIZON Europe Nanowings」の中で、風力タービンブレードへの着氷を減らす新しいテクノロジーの試験的検証が進行中である。 ・太陽光分野では、人工知能によるソリューションが、インバーターや太陽光発電分野での故障検知のために査定された。また、発電所における位置に基づいてトラッカの制御戦略を独立させることができるように、太陽光トラッカのインテリジェント制御システムを開発するプロジェクトを進めている。 ・最後に、再生可能エネルギー制御室の事業運営を支援する人工知能ベースシステムを開発中である。再生可能発電所における操業インシデントへの対応時間の改善を目的としている。

新しい再生可能エネルギー発電所の建設工程	・このプロジェクトの実施は以下の点に焦点を当てる。 ・開発費用を抑え環境負荷を最小限にすることを可能にする、工程の強化された効率性。特に、開発現場では、潜在的な考古学的遺物を特定するために、人工知能モデルを利用する作業が行われている。 ・エンデサ推奨の加速的な脱炭素化の重要な側面としての、事前組立技術の識別を通じた工事遂行に必要な時間の削減。このラインでは、ソーラーモジュールと事前組み立ておよび変圧器システムの事前組み立てソリューションに関する作業が進められている。
循環型経済アプローチをもって、耐用年数末期における装置およびシステムを改善するイノベーション・プロジェクト	・風力タービンブレードを構成する合成物のリサイクルに特に着目し耐用年数末期の風力資産開発のためのソリューション、および電気化学エネルギー貯蔵システムの追求に着目したプロジェクト。HORIZON Europe Blades2Buildプロジェクトの参加を含む、2つの分野におけるリサイクルおよび原料回収プロジェクトを実施中である。
環境負荷の改善	・当社は、アンダルシア、エストレマドゥーラ、ムルシアの5つの発電所にて営農型太陽光発電の試験的プロジェクトを引き続き実施し、これにおいて、当社は、太陽光プロジェクトにおける土地共有のコンセプトを検証する予定である。この分野では、「HORIZON Europe SUSTAINEXT」プロジェクトへの参画も開始している。エストレマドゥーラの北部で、このモデルをベースとした高付加価値チェーンの開発を目指している。 ・カメラ、レーダーおよび人工知能を用いた、風力発電所近辺の鳥類保護促進のための、新しいシステムの検証に関する様々な試験プログラムが実施された。 ・また、VIDCO太陽光発電所の変圧器における生分解性液の使用の妥当性を確認するために試験的に開発中である。

配電

指針：2023年、配電の主なイノベーションプロジェクトは、環境への影響を緩和し、配電網の強靭性を改善するために新しい持続可能なテクノロジーと素材を採用するための「回復力、適応力、低影響配電網」、社内外の職員の安全と配電網事業運営の効率化のための「安全と運用の卓越性」、そして最後に、新しい業務を開発・展開し、産業界の利害関係者と協力し、共有価値を創造するためのデジタルプラットフォームとしての配電網を活用するための「配電システム事業者(DSO)の新たな役割」の3つのアプローチを実施した。

活動の範囲：2023年中、主要な配電関連イノベーション・プロジェクトは以下のとおりである。

プロジェクト	説明
回復力、適応力があり、低影響の配電網	・持続可能なデザインの分野では、革新的で持続可能な再考のために、配電網の部品、素材、システムの調査を継続した。配電網回復力の分野では、2つのプロジェクトが際立っている: ・第1に、衛星通信による地方の配電網接続性の改善を目的として、変電所に、非常事態に対応できるように制御センターとの複数の通信手段を提供する。 ・第2のイニシアチブは「Resisto」プロジェクトと呼ばれ、自然地域における異常気象や関連するリスクに対する配電網の強じん性を強化するために、デジタル化、自動化、データインテリジェンスに基づいた新たなアプリケーションを開発している。2023年には、IoT(Internet of Things)ベースのセンサーが、気象変数を測定するために設置された。重要な資産には、サーマルカメラと可視カメラを搭載した。スマートドローンの資産検査テストを行い、リスク経営プラットフォームのために人工知能パワーアルゴリズムを開発した。
安全性と優れた運用性	・2023年の主なプロジェクトは、スマートで持続可能なツールとデバイス、より快適な防護衣、そして、保守や設置事業のためのネットワークコンポーネントとの相互作用を可能にする高所で動作するドローンやロボットソリューションに焦点を当てた。さらに、運用スタッフを支援するための人工知能の使用に焦点が当てられた。以下のプロジェクトが際立つ: ・頭上配電網のデーター収集、ロボットアームの使用による配電網要素の取扱い、および安全を強化するための要員との協力による長距離検査用の一連の自律空中ロボットプラットフォームを開発した「Aerial-Core」プロジェクト。2023年中に、プロジェクトの最終検証試験が、先進無人システム航空交通所ラボラトリー(ATLAS)実験センタで成功裏に完了した。 ・Sant Boi de Llobregat変電所(バルセロナ)の安全保障プロジェクト。試験は、光検出および測距またはレーザー画像検出および測距(LIDAR)装置を用いて実施した。 ・「Smart5Grid」プロジェクトの一環として、Garraf自然公園(バルセロナ)にあるEcogarraf発電所のセキュリティー・プロジェクト。環境は、すでにインストールされているカメラとセンサーで監視される。処理と通信は、5Gプライベートネットワークを変電所そのものに展開することで行われる。

「配電制度事業者(DSO)の新たな役割」	・Sevilleで実施した「BeFlexible」プロジェクト:家庭用電気給湯器を分散配置した。アプライアンスは、パフォーマンスとエネルギー消費量を監視する温度プローブによって管理される。同様の制御システムは、需要のピークを平準化し、配電網の構造的飽和に対処することによって、ネットワークに柔軟性を与えるために使用される。 ・Minorca島で実施した「Flow」プロジェクト:ネットワークに柔軟性を与える一方通行のチャージャーと双方向のチャージャーの使用を伴う。これらの原資は、電気自動車の季節性に起因する需要のピークを平準化し、配電網を通じたすべての需要シーンの供給を保証する。さらに、スマート充電によってもたらされる利益を検討した。これは、双方向充電器(V2Gまたは「自動車の配電網接続」)が、需要の多い時期に、電気自動車のバッテリーに蓄積されたエネルギーを輸出することを可能にするために達成される。 ・ドローンの長距離無線充電に電気配電網を利用するプロジェクトを立ち上げ、従来の財産をより有効に活用する。これは、配電網の循環経済を促進し、さらなるデジタル化を可能にする新テクノロジーの浸透を促進する。
エネルギー革新におけるエンデサの革新的な研究職	・セミナーおよび会議の開催、学士および修士課程最終学年プロジェクトおよび配電インフラに関連するテーマ(柔軟性、安全性および効率性、貯蔵システム、エネルギー回収等)に関する研究プロジェクトの策定、ならびに学生間の人材のプロモーション/獲得といった、大学との協働を目的とする。 ・カタルーニャの職業訓練大学、セビリア大学、ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア大学、バレアレス諸島大学およびサラゴサ大学において研究職が用意されている。

マーケティングにおけるイノベーション

指針：顧客に対する価値提案の継続的な改善に焦点を当てて、実際の環境下における新技術試験の基本概念の認証、改善範囲を追求する新しい働き方およびプロセスの最適化にわたる、複数の概念実証および試験的プロジェクトを実施する。

活動の範囲：2023年中、マーケティング分野における主要なイノベーション・プロジェクトは以下のとおりである。

プロジェクト	説明
コールセンターのエージェントサポート	・お客様との通話時に電話エージェントを支援し、平均通話処理時間の短縮とお客様サービスの質の向上を実現するソリューション。誘導プロセスを通じて、エージェントサポートツールは、多くの検証ステップを必要とする複雑なプロセスの取り扱いを容易にする。この解法はジュニアエージェントの学習曲線を短縮し、平均稼働期間(TMO)を改善することを目的とした。また、すべてのエージェントから提供される業務の標準化も追求している。
コールセンターでの音声生体認証	・コールセンターにおける顧客認証のための音声生体認証のコンタクトセンターでの展開、2段階のプロセスを通じてエンデサとの相互作用におけるセキュリティー等方針の検証を促進: ・登録。顧客の要望は、Watson (AI)経由で取引を完了した後、エージェントとの会話を記録した後、顧客のボイスプリントを作成する。 ・認証。顧客が電話をかけるために使用する電話番号の識別と、この番号に割り当てられたボイスプリントに対する顧客の音声(登録されている場合)の確認。
<Responsible Consumption 4 ALL >(RC4ALL)	・RC4ALL (Responsible Consumption 4 ALL)プロジェクトは、顧客個人向けのおすすめを生み出す人工知能技術およびビッグ・データ技術を用いる。消費効率の改善、責任ある効率的な消費の推奨、消費エネルギーおよび未使用エネルギーの削減、社会の脱炭素化への貢献ならびに国連の持続可能な開発目標(SDGs)の達成を目的とする。このプロジェクトは科学・イノベーション省により出資されており、エンデサとComillas-IIT (技術研究機関)により共同実施される。
銀行APIsとの統合	・口座引き落とし支払いの自動管理を可能とする、「APIs」を通じた顧客の銀行データへのアクセスに関するソリューション。このイニシアチブは、欧州PSD2規制に則して、エンデサのウェブサイトのログインエリアにおいて口座引き落とし内容の変更を希望する顧客が、リストから希望する銀行を選択し、かつ、事前同意をもってパスワードでアクセスし、口座引き落とし指示の変更に必要となるデータを自動的に入力することを可能にする。
顧客文書に含まれるセンシティブなデータの匿名化	・次期の社会的対話アプリケーションチャネルと十分に統合された自動メカニズムの導入。当該メカニズムは、この種類のアプリケーションを必要としない文書を認識し、かつ、当該文書に含まれるセンシティブな情報を匿名化する(ただし、その性質を引き続き認識できるように当該文書を破棄しない。)ことができる。
顧客のウェブ/アプリ閲覧行動の分析	・顧客のデジタル行動を追跡し、可視化するための顧客体験分析プラットフォーム。ユーザーの不満、ナビゲーションの流動性、「ウェブ/アプリ」の「閲覧期間」の程度およびフォームとのインタラクションの流動性といった側面、ならびに「ウェブ」および「アプリ」の技術的側面(ローディング速度、レスポンス速度、検査エラー等)がレビューされる。
「Confía」	・脆弱な顧客の管理向上のためのプロジェクトは、関連する行政機関、社会的サービスおよびエネルギー会社間の情報交換を改善するために、マラガ大学マラガ市議会およびいくつかの共同研究者と共同で開発された。

WhatsAppチャンネルを介したセルフサービスのエンドツーエンドの申込み	・自動化されたワークフローによって導かれるボットによる、セルフ業務モードのWhatsAppチャンネルを通じたエンドツーエンドの売上処理の作成。これにより、セルフ業務のデジタル売上が向上し、顧客獲得の費用が削減される。
音声品質管理の自動化	・音声を文字起こしすること、および、通話の基本パラメータ(識別カード(DNI)、統一供給点コード(CUPS)、顧客の氏名、住所、購入品)を抽出することにより、売上確認電話の品質管理を自動化。QA担当者が通話全体を聞く必要をなくすことで、各々の通話の平均監視時間を短縮することを目的としている。
「PARA TI」:エンデサのロイヤリティプログラム	・プログラムへの加入、エンデサとの契約締結、新規契約の締結、デジタル請求の有効化による持続可能性の向上などで得られるポイントシステムを通じた、顧客ロイヤリティの革新的イニシアチブ。得られたポイントは、請求の割引やパートナー会社の利益を受けたり、専用の商品抽選に利用することができる。

公共交通の電気化

指針：エンデサは、政府(B2G)部門への本件事業を通じて、政府機関および交通事業者が公共交通機関の脱炭素化および電化目標を達成することを支援する包括的な提案を提供する。イニシアチブは、最善の技術的解決策の初期の解析から、電気バスの充電インフラストラクチャの供給と設置および関連する保守に至るまで、世界的なプロジェクト支援からなる。従来のモデルと革新的なモデルの両方および、「Charge as a Service」の提供のもとに、充電プロセスを最適化し、事業者の他の従来のフリート経営システムと統合するための必要なプラットフォームを包含する。

活動の範囲：2023年に落札された主要な公共交通電化の入札は以下のとおりである。

プロジェクト	説明
Empresa Municipal de Transportes (EMT) Málaga	・ Empresa Municipal de Transportes(EMT)(マラガ市営交通会社)のデポにある180kW充電器40台の供給と設置、充電管理システムを含む。
Guaguas Las Palmas de Gran Canaria (empresa municipal de transportes)	・ Guaguas市のArequipa区内にある最大30台のeBusの充電を可能にする、5台の150kW充電器の供給と設置。

都市の脱炭素化

指針：エンデサは、電動化、脱炭素化および原資の最適化を通じて、よりスマートで持続可能で効率的な都市を実現し、環境保全に貢献するための革新的なソリューションを提案する。

活動の範囲：2023年中、エンデサは以下のプロジェクトに重点的に取り組んだ。

プロジェクト	説明
Cervera町議会	・ 照明数は約3,000点、LEDテクノロジーを採用したCerveraの公共照明。
Santiago de Compostela	・ エンデサは、Ferrovialとのコンソーシアムで、Santiago de Compostela,の公共照明の改修工事を受注し、約30,000個の照明器具をLEDに交換する。
Griñón and Castellón de Ampurias	・ Griñón市とCastellón de Ampurias市で効率的なテクノロジーを活用した公共照明の交換契約を獲得。
Consorcio de Aguas de Tarragona(水道局)	・ エンデサとConsorcio de Aguas de Tarragonaがセルフ消費量用の4.7メガワット太陽光発電所2基を建設した共同プロジェクト。
Complutense de Madrid大学	・ Complutense de Madrid大学は、エンデサとパートナーシップして、意欲的な自己消費プログラムを開始しており、建造物全体で14個の太陽光プラントを設置している。
Mercasalamanca	・ エンデサはMercasalamanca初の太陽光発電所を建設し、アグリフード・ロジスティクス・センターのエネルギー必要量の35%を賄うことができるようになった。
Cádiz港	・ エンデサは、スペインで最初の会社として、OPS(陸上電力供給)施設を通じて、Cádiz港の巡航船舶に電気供給サービスを提供する取り組みを開始した。

産業の脱炭素化

指針：エンデサは会社と産業のためのエネルギーパートナーとして運営され、脱炭素化のプロセスと持続可能性の向上について助言を行っている。

活動の範囲：2023年、以下のプロジェクトが顕著であった。

プロジェクト	説明
熱回収装置	・A Grela(スペイン)に所在する日本の多国籍企業である昭和電工が運営する高電力黒鉛電極プラントにおける自動熱回収装置の展開。 ・これはエネルギー効率を高めるだけでなく、汚染物質排気を削減し、CO_2を2,772トン/年以上削減することによって産業の脱炭素化に貢献する。

顧客中心主義

指針：エンデサは、カスタマーエクスペリエンスを向上させ、顧客サービスを促進するための改革プロジェクトに着手する。

活動の範囲：2023年、革新的なテクノロジーに基づいた主なプロジェクトのいくつかは次のとおりです。

プロジェクト	説明
緊急作業注文(WO)自動化	・2021年から2022年に開始された、ロボット自動化(RPA)による緊急「作業注文(WO)」の届出と割り当てのためのプロジェクトの継続。 ・2023年に完成した開発の一環として、Telegramアプリは技術者とのコミュニケーションに利用されている。これにより、実施する作業の詳細を入力し、注文を確認することが可能となる。 ・これにより、緊急修理受注の迅速かつ効率的な処理が可能となり、お客様のサービス向上と営業費用削減を実現している。
「スピーチアナリティクス」と「テキストアナリティクス」	・人工知能を活用した「スピーチアナリティクス」による通話の文字起こしによる、一定の手続きによる顧客通話の監視。 ・人工知能を用いた「テキストアナリティクス」による知覚品質調査における顧客コメントの分析。 ・ベストプラクティスと是正措置の特定

労働衛生および安全性

2023年に行われた主要な研究、開発および革新活動(R&R&I)は、作業チームや施設における労働衛生および安全性(OHS)の改善に焦点を当てた。

プロジェクト	説明
とりわけ危険な作業に関するプロジェクト	・ 業務における基本的な労働衛生および安全性指針の遵守の確保。配電事業分野における主要なプロジェクトは、電気操作の5つの黄金律の遵守を検証する「APP5RO」プロジェクトおよび高所作業に関する「5PPA」プロジェクトである。
発電所の安全性に関連するプロジェクト	・ いくつかのアプリケーションで構成される「Grid Blue Sky」(GBS)プロジェクト。 ・事故を報告するために作成された«事故とインシデントダッシュボード(AIDA)» ・安全・環境検査を統合管理し、現場作業の開始を通知するために作成した安全観察「ニアミス」、「スマートコントロール」 ・ 重大災害ホットスポットと連動した本質安全不具合の把握を目的とした「本質的安全」プロジェクト
個人および集団保護ならびに防護衣に関するプロジェクト	・ より優れた保護、快適さ、抵抗力を備えた、予防的および人間工学のIT革新を用いた個人保護機器(PPE)の最適化。
安全性検査、事象報告と労働許可証の管理に関するプロジェクト	・ 次のソフトウェアツールの使用: ・ «HSEQ4all»は、セキュリティー違反を報告すると同時に、そのような状況を是正するための行動計画を要求する。 ・ «E-DIANA»は、検査データ、イベントコミュニケーション、レポートを管理するためのものである。 ・ 就労許可管理の「INGEN」「WCM/EPTW」「OFA」。 ・ 「作業前のチェックと作業後のレビュー」手続きのための「INCHECK」。
安全指導、不安全な行動と行為および労働災害防止(ORP)研修に関するプロジェクト	・ AI4SAFETYプロジェクト:危険な行動や行動を発見するための人工知能。 ・ マネージャーによるリスク特定およびエンデサに入社またはエンデサで業務を変更する従業員の特定に関する「新入研修/中途研修」プロジェクト。分析される各特性は、職場リスク防御(WRP)における研修およびその保護具「PPE」を自動的に割り当てられ、また、リスク情報シートおよび健康監視に関する医療プロトコルが特定される。 ・ 「安全性研修自動化」プロジェクト：リスク特性に基づき、当社での生活全体を通じて従業員の安全性研修を管理するツールの開発。 ・スペインの電力会社協会(AELEC)のフレームワークでの「労働リスク予防(ORP)訓練基準」プロジェクト。このイニシアチブの目的は、電力部門部門における業務施工者に必要な労働リスク予防(ORP)訓練を標準化することである。
共同事業活動および請負業者管理に関連するプロジェクト	・ 「ダイナモ」ツール：請負業務のコミュニケーションと、様々なプロセスの関係者間の情報交換の効率化の強化に努める。

循環経済

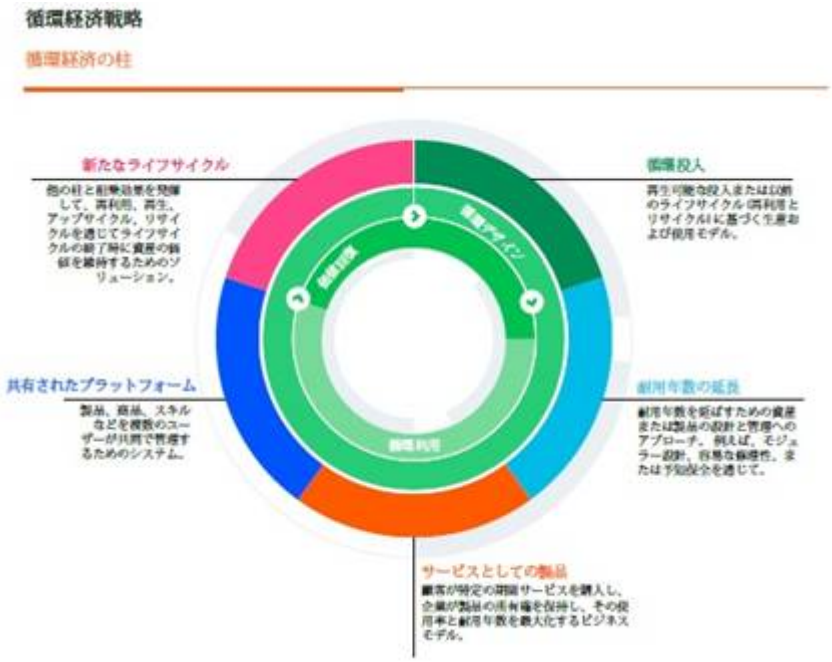
明るい未来を見据えた部門への循環型アプローチ

再生可能エネルギー源に基づいた発電モデルへのエネルギー移行は、化石燃料への経済の依存を減らすが、素材と原材料に対する新たな需要の出現を意味するだろう。

この文脈では、材料の供給、重要な原材料などの重要な分野への戦略的依存の低減、再利用とリサイクルによる耐用年数の終了管理といった課題に対処するために、発電と配電資産を管理する循環経済的手法が必要である。

2023年に実施された主要なイニシアチブは、エネルギー移行(風力、貯蔵、配電網整備)に関わる様々なテクノロジーと、バリューチェーン全体を通した循環型エコノミー戦略を網羅している。この循環経済戦略は、以下に述べる3つの主要なレバーを通じて作用する5つの柱に基づいている。

循環経済戦略のレバー	説明
循環デザイン	・デザインに再生材を使用することで、原材料の消費量を下げ、結果として二酸化炭素(C02)の排気を下げることができる。
循環利用-耐用年数の長寿命化	・サービスにおける財産をできるだけ長く維持し、新品の必要量を減らすことは、製造に必要な資材の量を減らすことにもなる。
価値の回復-新しいライフサイクルの特定	・資産の再利用や部材の回収は、その使用済み価値を回復し、原材料の消費量を減らすための重要な活動である。



エンデサは何年もの間、断固として循環経済の道を歩んできた。これは現在、事業の真の戦略的推進力となり、バリューチェーン全体の成長の加速要因となっている。その結果、当社は、2つの主要な目標を掲げて、方針と行動を実施してきた。

主な方針と行動目標	取り組み
再生不可能な資源の採取による経済活動の解消	・エコデザインによる原材料の消費量削減、材料、設備および施設のリユース・リコンディショニング。 ・資産の使用を維持し、予測と修正の保守を改善し、機器や部品の交換よりも修理を優先する。 ・機器・部品・材料をリサイクルし、その価値を取り戻し、生産システムに再導入すること。
再生可能原資と生態系の再生	・営農型太陽光発電の実践、とくに太陽光発電所の建設は、当該部門が生物多様性を積極的に再構築し、生態系の健全性を守るのに役立つ。 ・より多くの土地が間接的に自然に還元され、生態系を再生できるため、循環経済の原則を適用して原材料の消費を削減する。

主要循環イニシアチブ

2023年には、経済循環に基づく主な行動は以下のとおりであった:

バリューチェーンにわたる事業	重点施策
バリューチェーンにわたる循環経済	・持続可能性と循環経済へのより高い関与度を持つ入札を積極的に重点を置く入札手続きにおけるファクター(パラメータ「k」)の取り込み。 ・製造に使用される原材料の影響と最適使用に関する認定(環境商品宣言(EPDs)、マテリアルパスポート、カーボンフットプリント、または循環に関連する自己宣言)の主な仕入先への証明書の請求。 ・請求書前払い費用の割引によって供給者が循環行動に報いるリバース・ファクタリング金融ツール「循環確認」の構築。
当社発電資産における循環経済	・風力発電所の保守の実施方法の修正。故障した機器の修理・リユースに基づく新型モデルへの移行。 ・風力タービンの構成部品の不具合を見つけるための操作変数の解析と監視。障害の早期発見により、障害が発生する前に部品を修理することができる。 ・エネルギーの増産を得るために、タービンのパワーカーブにいくつかの改良を加えた新しいソフトウエアバージョンの実施。 ・風力タービンブレードの再利用から生じる素材の新たな用途を開発するためのHORIZON計画の欧州プロジェクトBLADES2BUILDへの参加。これにより、新しい耐用年数の輪が閉じる。 ・廃止発電所の設備の再利用と売上、他社施設による社内での再利用や第三者への売却の可能性の解析、社内で再利用できない場合のセカンドライフの追求。 ・廃止発電所からの資材回収で、プロジェクトの終盤には非有害廃棄物の90%以上を回収。 ・電気自動車のバッテリーを再利用・回収できる施設の整備。再利用を可能にする蓄電池。他のものは放電され、分解され、分離・破砕プロセスにかけられる。これより、新しい電池の製造に不可欠なコバルトやニッケルのように、欧州で大きな価値を持つ戦略的金属の豊富な部分を構成する「ブラックマス」ならびに、プラスチック、アルミニウム、銅のようなそれらが含有する材料のリサイクルが可能となる。 ・配電網を利用しない発電の分野における現状の課題に対して信頼性の高い解決策を提供するための、セカンドライフ電気自動車バッテリーのプーリングに基づく解決策。 ・「リチウムイオン」の代替技術を探索し、重要な原材料の使用を代替することを目的としたイノベーション・プロジェクト。
インフラの循環経済	・主に基礎建築のために土木工事で使用される従来型コンクリート2,000立方メートルをカーボンフットプリントを70%低減した持続可能なセメント製コンクリートに置き換える「Zumajo変電所」での実証試験の実施。 ・バルセロナ南部配電区域の導管に、二酸化炭素(CO_2)の少ない100%再生コンクリート排気を使用。 ・二酸化炭素(CO2)の少ないコンクリートの使用を奨励するため、第二種および第四種セメントの使用の可能性を風力基地入札に含める。

第４ 【設備の状況】

1 【設備投資等の概要】

「第3　事業の状況」を参照のこと。

2 【主要な設備の状況】

「第3　事業の状況」を参照のこと。

3 【設備の新設、除却等の計画】

「第3　事業の状況」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】

(2023年12月31日現在)

授 権 株 数	発 行 済 株 式 総 数	未 発 行 株 式 数
1,058,752,117株	1,058,752,117株	0株

2023年12月31日において、エンデサの株式資本は1,270,502,540.40ユーロに達し、1株当たり1.2ユーロの価値を有する完全引受済および払込済株式1,058,752,117株によって表される。当該株式すべてがマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアのスペイン証券取引所に上場している。2023年および2022年において変動はなかった。

② 【発行済株式】

(2023年12月31日現在)

	記名・無記名の別及び額面・無額面の別	種 類	発 行 数	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
発行済株式	額面株式 (額面1.20ユーロ) *本株式の株券は発行されず、ブックエントリーにより表章される。	普通株式	1,058,752,117株	本株式はマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアの証券取引所に上場されており、スペインの証券取引所の自動相場システムにおいてその相場が表示されている。	該当なし
	計	-	1,058,752,117株	-	-

(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】

該当事項なし

2023年および2022年12月31日時点において、いかなる発行も当社の株式に転換することはできず、また、保有者に対して、一定の場合に株式への転換を可能にする特権または権利を与えていない。

(3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

年月日	発行済株式総数		資本金		摘　　要
	増減額	残高	増減額	残高	
1988年3月24日	-	1,040,022,396株	26,000,559,900ペセタの増資(25,537,073,425円)	208,004,479,200ペセタ(204,296,587,398円)	700ペセタから800ペセタへの額面金額の引上げによる。
1998年6月30日	85,214,773株減	954,807,623株	17,042,954,600ペセタの減資(16,739,146,567円)	190,961,524,600ペセタ(187,557,440,831円)	85,214,773 株の償還
1999年7月16日	103,944,494株増	1,058,752,117株	20,788,898,800ペセタの増資(20,418,315,495円)	211,750,423,400ペセタ(207,975,756,326円)(1)	103,944,494 株の増加

(1) ユーロによる株式資本の再表示のため、2,143,135.32ユーロ(350,231,174円)の減少があった。現在の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(207,625,525,152円)である。

(4) 【所有者別状況】

下記の詳述はエンデサの株式資本に対する大量保有を直接的にまたは間接的に示している。

(2023年12月31日現在) (1)

株主の名称	株主の住所	直接保有議決権	間接保有議決権	議決権総数に占める割合(%)
ENEL, S.p.A. (2)	イタリア ローマ市 00198、ビアーレ レジーナ マルゲリータ 137	-	742,195,713	70.1
ENEL IBERIA S.L.U. (2)	スペイン マドリッド市 28042 カル・リベラ・デル・ロイラ 60	742,195,713	-	70.1
合　　計		**742,195,713**	**742,195,713**	**70.1**

(1) スペイン法によれば、3%超の株式を保有する株主または1%超の株式を保有する「タックス・ヘイブン」の居住者である株主と公式に連絡を取ることが要求されている。本有価証券報告書提出日時点において、1%超の株式を保有する株主とは連絡を取っておらず、当社はこの情報を把握することができない。

(2) EIは、ENELの完全子会社である。

2007年3月26日付のENELおよびAccionaとの間の株主間契約は、2009年6月25日に解除された。

ENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dos, S.A.(以下「Finanzas Dos」という。)との間で締結された2009年2月20日付の株式売買および資産譲渡契約に従って、2009年6月25日、AccionaおよびFinanzas Dosは、エンデサの株式資本の25.01%にあたる株式を、EIに対して譲渡した。

かかる譲渡は、自動的にENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dosとの間の2007年3月26日付の契約を終了させた。

当該契約の全内容は以下のウェブサイト:www.endesa.comおよびwww.cnmv.esで閲覧できる。

エンデサ社、長期変動報酬プランを対象とする自己株式を保有しており、これには戦略的インセンティブプランの一部として株式の提供が含まれている(「第6 経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記47.3を参照のこと。)。これらの株式の買取りは、一時的な株式買戻プログラムを通じて行われた。

これらのプログラムに基づき、エンデサは前年度に合計253,820株の自己株式を取得した。2023年9月6日、エンデサは、2020-2022年戦略的インセンティブプランに基づき、過年度に発生する長期報酬の30%を支払った。これは、エンデサの普通株式21,282株の受益者に、合計100万ユーロ未満を受渡すものである。その結果、2023年12月31日現在、232,538株が親会社の所有にとどまった。

同様に、2023年3月22日付の当社取締役会において、2020年5月5日付株主総会の権限にしたがって、そして従業員株式報酬制度(フレキシブル株式報酬プログラム)に関する2023年2月22日付の取締役会承認にしたがって、再度の臨時自己株式取得プログラムを実施することを決議した。臨時自己株式取得プログラムは、グループの一般報酬政策の枠組みの一環として、2023年の給料の一部としてエンデサ株式による支払を選択したスペインにおけるエンデサグループの現役従業員に対し、フレキシブル株式報酬プログラムの義務を遵守するために自己株式を取得することを目的とする。臨時自己株式取得プログラムは、従業員から要求される合計金額をカバーするために必要な株式数を含んでいる。

前述のプログラムの枠組みの中で、2023年、エンデサは12百万ユーロで親会社が保有する自己株式613,000株を取得し、そのうち1,351株は2023年12月31日現在、親会社の手元に残った。

上記を踏まえ、2023年および2022年12月31日時点において、エンデサが所有する自己株式の詳細は以下の表に反映されている。

	株式数	名目価額(ユーロ/1株当たり)	株式資本割合(%)	平均取得価格(ユーロ/1株当たり)	合計取得費用(ユーロ)
2023年12月31日時点における自己株式	234,679	1.2	0.02217	19.25	4,518,265
戦略的インセンティブプラン	232,538	1.2	0.02196	19.25	4,475,783
フレキシブル株式報酬プログラム	2,141	1.2	0.00020	19.84	42,482
2022年12月31日時点における自己株式	254,610	1.2	0.02405	19.25	4,901,357
戦略的インセンティブプラン	253,820	1.2	0.02397	19.25	4,885,524
フレキシブル株式報酬プログラム	790	1.2	0.00007	20.04	15,833

株式に基づくフレキシブル報酬支払プログラム

2024年3月19日に開催されたエンデサの取締役会では、2024年2月27日に開催された取締役会が承認した、従業員株式報酬制度(「フレキシブル株式報酬プログラム」)に従い、別の臨時自己株式取得プログラムを実施することが決議された。前述のプログラムの枠組みの中で、2024年1月から3月の期間に、エンデサは14百万ユーロで親会社の自己株式825,386株を取得し、そのうち1,035株が2024年6月19日現在、親会社の保有にとどまっている。

エンデサが保有する自己株式

2024年6月19日および2023年12月31日現在、エンデサは下表のとおり自己株式を保有している。

	株式数	名目価額(ユーロ/1株当たり)	株式資本割合(%)	平均取得価格(ユーロ/1株当たり)	合計取得費用(ユーロ)
2024年6月19日時点における自己株式	**235,714**	**1.2**	**0.02226**	**19.24**	**4,535,444**
戦略的インセンティブプラン	232,538	1.2	0.02196	19.25	4,475,783
フレキシブル株式報酬プログラム	3,176	1.2	0.00030	18.79	59,661
2023年12月31日時点における自己株式	**234,679**	**1.2**	**0.02217**	**19.25**	**4,518,265**
戦略的インセンティブプラン	232,538	1.2	0.02196	19.25	4,475,783
フレキシブル株式報酬プログラム	2,141	1.2	0.00020	19.84	42,482

(5) 【大株主の状況】

「第2　企業の概況　2　沿革」および上記「(4)　所有者別状況」を参照のこと。

2 【配当政策】

「第1　本国における法制等の概要　1　会社制度等の概要　(2)　提出会社の定款等に規定する制度　(ニ)　利益分配請求権および残余財産分配請求権」を参照のこと。

配当政策

当社の業績を考慮に入れて、また財務構造を補償するため、エンデサの取締役会により展開された経済財務戦略は、株主報酬を出来るだけ最大にすることを想定している。また、これは、実行される事業プロジェクトの持続可能性を確保する目的を達成する。

かかる経済財務戦略の結果、正式に公表される特段の事情が生じない限り、エンデサの取締役会は2023年11月22日に開催された会議において以下の2023年から2026年の株主報酬方針を承認した。

年度	株主報酬方針
2023、2024、2025および2026年度	・2023、2024、2025および2026年度には、エンデサの取締役会は、この年の分配として合意される1株当たり普通配当は最低総額1ユーロで、グループの連結財務書類の親会社に帰属する経常純利益の70%に相当することの保証を試みる予定である。 ・取締役会の意図としては、普通配当は専ら現金で2回(1月および7月)に分けて正式に通知された各回の決められた特定日において支払われるべきである。

前述の記載にかかわらず、株主に配当金を支払うエンデサの能力は、利益の産出、非制限準備金の利用可能性、および流動性の状況を含む多くの要素次第である。したがって、当社は将来にわたって配当金が支払われることまたはかかる配当金が支払われた場合の金額を確約することはできない。

2023年に関しては、2023年11月22日に開催された取締役会において、エンデサの取締役会は、2023年収益に対して1株当たり合計0.50ユーロの中間配当を株主に支払うことを合意し、これにより2024年1月2日に529百万ユーロの支払いが発生した。

エンデサの取締役会が年次株主総会で承認した2023年の利益からの分配は、1株当たりの配当が1ユーロ(税引前)であった。

2023年および2022年におけるエンデサS.A.の1株当たりの配当の詳細は以下のとおりである。

		2023年	2022年	Chg (%)
株式資本	百万ユーロ	1,270.5	1,270.5	-
株式数		1,058,752,117	1,058,752,117	-
連結純経常利益	百万ユーロ	951	2,398	(60.3)
連結純利益	百万ユーロ	742	2,541	(70.8)
個別純利益	百万ユーロ	580	697	(16.8)
1株当たり経常純利益	ユーロ	0.8980	2.2649	(60.4)
1株当たり純利益	ユーロ	0.701	2.400	(70.8)
1株当たり配当(税引前)	ユーロ	1(1)	1.5854(2)	-
連結経常支払い	(%)	111.3	70.0	-
連結支払い	(%)	142.7	66.1	-
個別支払い	(%)	182.5	240.8	-

(1) 2024年1月2日に支払われた1株当たり合計0.5ユーロ相当の中間配当および2024年7月1日に支払われる1株当たり合計0.5ユーロ相当の期末配当。
(2) 2023年7月3日に支払われた1株当たり合計1.5854ユーロ相当の配当。

課税上、スペインの非居住者でありかつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない当社の株式保有者に対してエンデサによって支払われるエンデサの配当は、租税条約の適用により軽減されるが、19%の税率でスペインの源泉徴収税の対象となる。上記「第1　本国における法制等の概要　3　課税上の取扱い　スペインにおける課税　配当課税」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】

経営慣行

本有価証券報告書の発行許可日現在、取締役会役員の最新指名日および取締役会役員の任期の詳細は、下記の表のとおりである。

役　　職	氏　　名	当初指名日	最新指名日
会長	ホアン・サンチェス・カレロ・ギラルテ	04.12.2019	04.28.2023
副会長	フラビオ・カッタネオ	06.20.2023	04.24.2024
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	04.29.2022
取 締 役	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	04.24.2024	04.24.2024
	ステファノ・デ・アンジェリス	09.22.2023	04.24.2024
	ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ	07.25.2023	04.24.2024
	エウヘニア・ビエト・カウベット	05.05.2020	04.24.2024
	エリザベッタ・コラッキア	04.24.2024	04.24.2024
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	04.27.2015	04.28.2023
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	05.05.2020	04.24.2024
	フランチェスカ・ゴスティネリ	04.29.2022	04.29.2022
	フランシスコ・デ・ラセルダ	04.27.2015	04.28.2023
	ミケーラ・モッシーニ	04.24.2024	04.24.2024
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	04.29.2022	04.29.2022
書記	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

取締役の任期は4年とし、取締役は同期間にわたり再任されうる。

監査および法令遵守委員会、指名および報酬委員会ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会

さらに、当社の取締役会は、監査および法令遵守委員会、指名および報酬委員会、ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会を任命している。

同様に、取締役会は、取締役会の最善の職務遂行のため必要または適切とみなされる他の委員会を設置できる。

監査および法令遵守委員会

定款51は、監査および法令遵守委員会について規定する。

監査および法令遵守委員会は、最低3人、最高6人の取締役会の非常務取締役から成り、少なくともその過半数は独立取締役でありかつそのうちの1人は会計および/または監査の知識および経験に基づき選任されるものとする。当委員会の構成員は当社が運営する活動のセクターに関連するまとまった技術的専門知識を有するものとする。

監査および法令遵守委員会の委員長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任され、4年毎に交代されなければならない。ただし委員長は辞任から1年経過後に再任されることができる。

監査および法令遵守委員会の主要な職務は、取締役会に助言し、財務情報の作成および報告のプロセス、法定監査人の独立性ならびに内部統制およびリスク管理機構の有効性について監督ならびに監視し、かつ、関連当事者取引に関して取締役会に報告することであり、また、あらゆる場合において、法律によりこれに起因する、または取締役会規則もしくは委員会規則で規定される職務も有するものとする。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役　　職	氏　　名	指 名 日	地　　位
委 員 長	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	06.01.2024	外部独立
委　　員	ステファノ・デ・アンジェリス(1)	06.01.2024	外部株主指名(1)
	エウヘニア・ビエト・カウベット	06.01.2024	外部独立
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	06.01.2024	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	06.01.2024	外部独立
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	06.01.2024	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

指名および報酬委員会

定款52条は、指名および報酬委員会について規定している。

指名および報酬委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役により構成され、そのうち少なくとも2人は独立取締役でなければならない。

指名および報酬委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任される。会長は4年毎に辞任する必要があるが、辞任から1年経過後に再任されることができる。

指名および報酬委員会の主要な役割は、役員および上級役員の指名および報酬に関して、取締役会に助言することである。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役　　職	氏　　名	指 名 日	地　　位
委 員 長	ホアン・サンチェス・カレロ・ギラルテ	06.01.2024	外部独立
委　　員	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	06.01.2024	外部独立
	エウヘニア・ビエト・カウベット	06.01.2024	外部独立
	エリザベッタ・コラッキア	06.01.2024	外部株主指名(1)
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	06.01.2024	外部独立
	ミケーラ・モッシーニ	06.01.2024	外部株主指名(1)
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会

定款53条は、持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会について規定している。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役により構成され、そのうち過半数は独立取締役でなければならない。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任される。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の主要な役割は、社会的活動に関する戦略に関連して、また、当社のコーポレート・ガバナンス戦略の範囲内で、環境、持続可能性、人権および多様性の問題に関して、取締役会に助言することである。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役　　職	氏　　名	指 名 日	地　　位
委 員 長	フランシスコ・デ・ラセルダ	06.01.2024	外部独立
委　　員	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	06.01.2024	外部独立
	ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ	06.01.2024	外部株主指名(1)
	フランチェスカ・ゴスティネリ	06.01.2024	外部株主指名(1)
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	06.01.2024	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

発行会社が発行会社のスキームおよび発行会社の設立国のコーポレート・ガバナンスのスキームを遵守しているかどうかの宣言

当社のガバナンスに適用される原則は、以下において定められている。

－　2021年4月30日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された会社の定款。

－　2003年6月19日の株主総会で承認され、2021年4月30日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された株主総会規則。

－　2010年5月10日に承認された取締役会規則(直近の改正は、2023年6月20日に取締役会に承認された。)。

－　2003年5月27日、取締役会により承認された株式市場および排出枠市場における行為に関する内部規則(直近の改正は、2021年10月19日に取締役会に承認された。)。

－　2003年3月25日、取締役会により、企業倫理規程が承認され、2011年12月19日に更新された。これにより、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)が同企業倫理規程の一部を成すようになった。

－　2015年11月10日、株主、機関投資家および委任アドバイザーとのコミュニケーションおよび交渉に関する方針が取締役会に承認され、2020年12月21日に取締役会で最新の変更が承認された。

－　2015年11月10日、取締役候補者選抜および多様性の方針が取締役会に承認され、2020年12月21日に取締役会で最新の変更が承認された。

－　2015年11月10日、エンデサS.A.およびそのグループ会社のコーポレート・ガバナンスの方針が承認され、2021年1月22日に取締役会で最新の変更が承認された。

－　2015年12月21日、持続可能性に関する方針が承認され、2021年6月21日に取締役会で最新の変更が承認された。

－　2015年6月15日、エンデサS.A.およびその子会社のリスク管理および管理方針が承認され、最新の変更は、2020年12月21日の取締役会により承認された。

－　2015年6月15日、エンデサの税務戦略が承認され、2017年6月19日に取締役会で最新の変更が承認された。

- **2010年12月以降、エンデサおよびエンデサがスペインで支配している子会社は優良税務慣行規定に同意している。**
- **かかる規範は、税務当局および納税者の(イ)誠実および相互忠実の原理にもとづく互恵協力、(ロ)会社のための税政策ならびに税務当局の基準の適用における透明性および法的明確性によって任意に採用された勧告を含むものである。**
- **基本的に、会社は税金のリスク削減の促進へのコミットメントおよびそれらを引き起こし得る行動の回避を指向し、税務当局は会社の納税義務を満たす援助をしながら会社のための法的明確性の強化を指向する。**
- **これに従って、2011年以降、エンデサの税務担当責任者は監査委員会を通して当社で適用された税制策および関連のある税の問題について取締役会に毎年通知している。**

当社の定款は、義務的法令遵守の法規定とともに、当社のガバナンスならびに当社のガバナンスを構成する組織(すなわち、株主総会、取締役会および執行委員会)に適用される原則をその規則において定めている。

これら規則の中で特に注目すべき点は、手続の透明性、株主の権利の尊重、取締役の注意義務および忠実義務、ならびに法の要求に従い、意思決定の過程へ株主が参加することを促進する会社組織の機能を統治するスキームの制定である。

株主総会規則の目的は、株主への情報提供を促進し、株主が議決権および議論に参加する権利を行使して当社の意思決定へ寄与することを促すメカニズムの統制を通して、株主の株主総会への参加を促進することである。

取締役会規則は、定款第36条に従い、取締役会の組織および機能を統制する。かかる規則は以下の3つの概念に基づいている。すなわち、当社の統治機構の行動および当社のすべての関係における透明性の向上、効率的な企業経営の促進ならびに当社の上級管理職および取締役会の株主に対する責任の引受である。

株式市場および排出枠市場における行為に関する内部規則は、透明性および投資家保護に寄与するため、規則の対象者が証券市場取引を行う際の行動基準を定めている。これらの規則は、公平、誠実、個人的利益よりも共通利益の重視、ならびに情報の取扱いおよび市場での行動において払われるべき当然の注意に基づいている。

企業倫理規程は、従業員の行動規範、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)で構成されている。これらは当社の方針および価値を発展させ、顧客および取引先との関係における基準を定め、従業員が業務で従うべき基準(倫理規程、専門職業意識および守秘義務)を設定する。かかる規程はまた、執行役および上級管理職としての地位に由来する兼任禁止および制限を定める。

これらの文書は全て、当社ウェブサイトのwww.endesa.comで入手することができる。

2024年2月28日、エンデサは、当社が従うべき行為規範を記載し、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定された様式に従って作成された上場会社のコーポレート・ガバナンス年次報告書様式を含む2023年のコーポレート・ガバナンス年次報告書をCNMVに提出した。

エンデサは、現在スペインにおいて効力を有する法律に従い、コーポレート・ガバナンスに関するスキームを遵守していることを宣言する。

行政、管理および監督機関の構成員に関する発行会社の定款または内部規則の規定

2024年2月28日、エンデサは、CNMVに対し、2023年度コーポレート・ガバナンス年次報告書を提出した。同報告書は、当社が服する基本的な行動原則を記載しており、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定されている様式に従い作成されたとおりの、上場会社のコーポレート・ガバナンスに関する年次報告書の様式を含むものである。

取締役会

エンデサは、定款に従って、最低で9名、最高で15名の取締役から構成される取締役会により運営される。株主総会は、取締役の指名および解任の双方を行う。

取締役の任期は4年とし、同期間で再任されうるものとする。

定款36条およびCEA245条および249条に従って、取締役会は、その独自の規則の中でその組織および機能を統制している。

定款37条は、株主総会が取締役の指名および解任の双方を行うと規定している。取締役の地位は、辞任、解任および再任されることができる。

取締役会は、会長もしくはその代理の判断または2名以上の取締役会構成員もしくは、もし存在すれば、調整取締役の請求により、会長またはその代理によって招集される。決議は、本人または委任状により出席している取締役の賛成票の過半数により採択されるものとする。同数票の場合は、会長または会長代理が決定票を投じるものとする。

取締役会の構成員は、「(2)　役員の状況　(ⅰ)　取締役等　取締役会」を参照のこと。

経営委員会

取締役会は2019年5月6日に、経営委員会の解散を承認した。

既存の各種類の株式に関する権利、優先および制限の記載

定款第7条に基づく当社の株主の権利は、以下のとおりである。

「株式は、その保有者に正当な株主としての地位を付与し、かかる株主に法律および定款で定める権利を帰属させる。当会社は、同一の状況下にある株主を平等に取り扱わなければならない。」

法律の定めに従い、法律に定める場合を除き、株主は、少なくとも以下の権利を有する。

・利益配当および当社の解散によりもたらされる純資産の分配を享有する権利。

・新株または転換社債の発行における優先引受の権利。

・株主総会に出席し、議決権を行使し、また会社の決議に異議を述べる権利。

・情報を受領する権利。

株主の権利を変更するために行わなければならない事項の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも重大かどうかについて)

適法法令により定められる条件よりも重大な条件は存在しない。

定時株主総会および臨時株主総会の招集の様式に適用される条件(承認の条件を含む。)の記載

株主総会の招集

取締役会、または場合により当社の清算人は、定時株主総会を毎年上半期内に開催し、当社の利益に適うとみなした場合、臨時株主総会を招集するものとする。

株式資本の3%以上を所有する株主が株主総会において執り行われるべき議題を表示して株主総会の招集を要求した場合もまた、株主総会が招集されなければならない。この場合、株主総会は、適切に公証された通知を受領した日から2か月以内に招集されなければならない。取締役は、議案を作成し、これには、招集請求書に記載された事項を記載しなければならない。

出 席 権

少なくとも100株を所有する株主は、株主総会に直接出席することができる。ただし、当該株式は、株主総会が開催される日の5日前までにブックエントリーの対応する会計帳簿に登録されるものとする。

少数の株式を所有する株主は遠隔で議決権を行使することができ、もしくは、いかなる株主に対しても、出席権および一定の株式数を得るために同一状況のその他の株主とグループをつくる権利(グループ内の株主は特定の株主の代理人であることをグループ内で共有する。)とともに議決権の代理行使権を委任することができる。

出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書にかかわらず解釈される。

開会に先んじて、出席者は、株主総会の決議に提出される提案された決議のコピー(提案への添付書類は除く。)を渡される。

取締役は、株主総会に出席しなければならない。

会長は、適切とみなした者の出席を許可することができる。ただし、総会は、かかる許可を取り消すことができる。

発行会社の支配権の変更を遅延、延期または阻止する効果を有する、発行会社の定款または内部規則の規定

かかる種類の規定は存在しない。

株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される定款または内部規則(場合による。)の規定

現行法により定められた規定にかかわらず、定款にも内部規則にも、株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される規定は含まれていない。

資本の変更に適用される定款または内部規則により課された条件の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも厳格である場合)

適用規則により定められた条件よりも厳格な条件は存在しない。

当社の子会社の事業が適切であることを確保するために構築された体制の記載

「第2　企業の概況　3　事業の内容」を参照のこと。

(2) 【役員の状況】

・取締役等

取締役会

エンデサの取締役会構成員という地位に関して、全ての取締役会構成員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

2024年4月24日開催の定時株主総会は、取締役会構成員の人数を14人と定めた。

以下の表は、当社の現在の取締役会構成員を示している(男性：8名、女性：6名、全構成員数における女性の概算割合：43%)。

各構成員に関する情報は2024年6月28日現在のものである。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホアン・サンチェス・カレロ・ギラルテ	会　　長	1956年 6月24日	2019年	2027年	372	法学学位、法学博士号および大学教授。 職務経験 1983年以降弁護士として活動、弁護士および仲裁人として、また商業および経済犯罪問題における弁護人として、国内および国際的訴訟において豊富な経験を有する。1998年以降Complutense University of Madridの法学部にて商法の教授であり、商法、特に会社法、金融市場および良好なコーポレート・ガバナンスのスペインにおける第一人者の1人として、国内でも国際的にも最もよく知られている。彼はエネルギーの権利に関するいくつかの研究を行っている。 現在の役職 Endesa, S.A.およびEndesa Foundationの会長 エンデサの各基金委員会代表 Sánchez Calero法律事務所パートナー Complutense University of Madridの法学部にて商法の教授 他の活動 2009年以降、Banking and Securities Law Magazineのディレクターを務めている。また、商業上の問題に関する主なスペインの出版物のManagement, Editorial and Scientific Boardsにも参加している。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	最高経営責任者	1955年 2月27日	2014年	2026年	5,599 直接保有 6,000 間接保有	ICAIからの産業エンジニア(1978年)。 職歴 ボガス氏は1982年にエンデサに入社し、市場調査セクション長として計画部門から始まり、当グループ内で多くの地位を歴任している。2年後、ボガス氏は広告関係セクション長として任命され、1988年から1997年の間、エネルギー管理および運営担当取締役を務めた。1997年から1998年の間、ジェネラル・マネージャーおよび発電セクション長であり、その後、2004年まで電気事業セクション長を務めた。2004年から2014年まで、ボガス氏は、スペインおよびポルトガル担当ジェネラル・マネージャーの職にあった。2014年から最高経営責任者を務める。 ボガス氏の過去の経験は、MIEにおけるエネルギー担当理事長への技術的経済的アドバイザーを含み、ERIAでシステムアナリストとして(1981年から1982年まで)、およびDIMETRONICの技術部門でシステムエンジニアとして(1980年から1981年まで)働いた。 現在の役職 エンデサの最高経営責任者 Enel Groupのイベリア担当カントリーマネージャー その他の取締役会 Enel Green Power España, S.L.会長、Enel Iberia S.R.L.構成員、Endesa Generación, S.A.構成員および会長 エネルギーセクターに関連する他の組織および協会への参加 AELECの執行委員会構成員、Spanish Energy Club執行委員会名誉副会長兼構成員、VIII ICAI工学学会名誉委員会構成員、Endesa Foundation評議委員会構成員兼副会長 ボガス氏は、2010年、Javier Benjumea賞を受賞した(ICAI)。 その他の組織および協会への参加 Seres Foundation評議員会構成員、Integra Foundation評議員会構成員、Teatro Real Foundation評議員会構成員、ProCnic Foundation評議員会構成員、Real Instituto Elcano Foundation評議員会構成員、AGFITEL評議員会構成員およびEscuela Superior de Música Reina Sofía評議員会構成員 Instituto Internacional San Telmo の“Internacional de Política de Empresa”の諮問委員会の構成員 Foréticaの持続可能な開発のためのビジネスカウンシルの構成員 ESGスペイン2024年企業持続可能性フォーラムの名誉委員会構成員 スペイン・イタリア商工会議所の取締役会メンバー 第205回ティポロ賞開催(CCIS and CEOE, 2022) 永久会員(アンダルシアの社会科学環境学院、2023年)

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	取 締 役	1951年 11月1日	2015年	2027年	30,471 直接所有	1951年生まれ。Complutense University of Madridの法律学士号(1974年)、公認トレードディーラーおよび株式ブローカー。 職歴 1976年から1982年まで：認可ブローカー 1982年から1989年まで：公式マドリッド株式ブローカー連盟の株式ブローカー 1984年から2001年まで：A.B. Asesores Bursátiles, S.A.の創立パートナーおよび副会長 1989年から2001年まで：AB Asesores Morgan Stanley Dean Witter, S.V., S.A.の副会長 1991年から2009年まで：マドリッド証券取引所管理組織の取締役 1994年から1996年まで：Bancoval, S.A.の会長 2002年から2005年まで：Mutua Madrileña Automovilistaの取締役 2005年から2008年まで：Mutua Madrileña Automovilistaの副会長 2013年から2017年まで：Faes Farma, S.A.の取締役 2013年から2017年まで：スペイン保険報酬コンソーシアム(Consorcio de Compensación de Seguros)の取締役 2014年から2020年：Bolsas y Mercados Españoles - BMEの第一副会長 2017年から2021年：Caixabank, S.A.の取締役 現在の役職 Endesa, S.A.取締役会構成員 Mutua Madrileñaの会長および最高経営責任者 他の取締役会 Mutua Madrileñaを代表するEl Corte Inglésの取締役 他の活動 Fundación Mutua Madrileña会長 Pro-Real Academia Española 、 Museo Reina Sofía、Princesa de Asturias, Ayuda contra la Drogadicción評議委員

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・デ・ラセルダ	取締役	1960年 9月24日	2015年	2027年	-	Catholic University of Portugalの経営学学士号(1982年)。インターナショナル・ディレクターズ・プログラム認定(2019/2020年)。INSEAD研究 職歴 CTT - ポルトガル郵便サービスの最高経営責任者(2012年から2019年まで)、Cimpor - Cimentos de Portugalの最高経営責任者(2010年から2012年まで)、EDP Renováveisの独立取締役(2008年から2012年まで)、Millennium BCPの常務取締役(2000年から2008年まで)、Bank Millennium, Polandの代理最高経営責任者(2001年から2003年まで)、中央および東ヨーロッパにある様々な銀行(2001年から2007年まで)ならびにポルトガルの投資銀行(2006年から2007年まで)を担当、Banco Melloの最高経営責任者(1993年から2000年まで) 現在の役職 Endesa, S.A.取締役会構成員 Pamalican Ldaマネージング・パートナー 他の取締役会 - 他の活動 Portuguese Trilateral Commission構成員 Pharol SGPS Commission構成員 2015年から2022年までCotec Portugal経営陣の構成員(2015年から2018年まで会長)

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	非取締役書記役	1965年 2月17日	2015年	-	4,771直接所有 552間接所有	Universidad Complutense de Madridの法学学士号(1988年)および州検事(1991年)。 職歴 Enelグループの法務部および総務部の取締役(2012年から2015年)、エンデサの法務部のジェネラル・マネージャー(1998年から2013年まで)、国有産業企業であるSociedad Estatal de Participaciones Industrialesの法務部の担当取締役(1997年から1998年まで)、取締役会の事務局長および書記役、州の産業庁の法務部の担当取締役(1996年から1997年まで)、州検事、本国国税庁のマドリッド地域法律事務局局長(1995年から1996年まで)、州検事、マドリッド高等裁判所の州立法律事務局(1991年から1995年まで)、またthe Universidad Carlos III de Madridで商法の教授(1991年から1995年まで)でもあった。 現在の役職 エンデサの取締役会の事務局長および書記役 エンデサの法務およびコーポレート業務の取締役 Enel Americas, S.A.の取締役会の議長 他の取締役会 Enel Iberia, S.R.L.の取締役書記役 他の活動 Endesa Foundation評議委員会構成員

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	取締役	1956年 5月22日	2020年	2028年	-	1956年ナバレス・デ・アユソ(セゴビア)生まれ。マドリッド自治大学法学学士保有。規制と金融監督を専門とする、国家保険監督官。 職業経験 2002年から2023年5月まで：UNESPAの会長 1997年から2002年まで：経済省DGSFP保険ジェネラル・ディレクター(保険および年金基金ジェネラル・ディレクター) 1988年から1997年まで：保険補償コンソーシアムの運営責任者 1983年から1988年まで：保険補償コンソーシアムの運営技術アシスタント・ディレクター 1980年から1983年まで：経済省DGSFPにおける保険事業の監督に関する課題 現在の役職 Endesa，S.A.取締役会構成員 他の活動 MARKTEL，S.A.取締役会の構成員 Vidacaixa，SA Insurance and Reinsurance取締役会および同社監査委員会構成員 スペイン雇用者組織同盟(CEOE)取締役会の構成員スペイン金融アナリスト研究所-金融研究財団取締役会の構成員 AFI Emilio Ontiveros Foundation理事会構成員

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
エウヘニア・ビエト・カウベット	取 締 役	1950年 3月25日	2020年	2028年	19	ラモン・リュイ大学経営学学士、ESADE経営学修士、ESADE高度研究課程証書、ラモン・リュイ大学でスペイン会社による企業戦略の採用に関する博士論文で優秀博士号 職業経験 ESADEにおける戦略・一般経営学部教授(1994年から現在まで) ESADEジェネラル・マネージャー(2010年から2018年まで)、ESADE企業副局長(2006年から2010年まで)、ESADE Entrepreneurship Instituteの創設者・ディレクター(1997年から2007年まで)、ESADE副学部長(1980年から1982年まで)およびESADE定量法学部教授(1973年から1982年まで) CEMS経営教育グローバル同盟の会長(2016年から2018年まで) カタロニア政府CIDEM(革新および事業開発センター)領土リバランス副責任者(1994年から1997年まで) アルコイ(バレンシア)のCEEI(欧州革新的企業センター)で事業創設訓練および促進責任者(1992年から1994年まで) アリカンテのコンタおよびアルコイア地区の企業協会、DATO協会(障害者教育)の取締役(1988年から1992年まで) 現在の役職 Endesa, S.A.取締役会構成員 ESADE戦略および総合管理学部教授 Círculo del Liceo de Barcelona評議員 Coordinadora Catalana de Fundacions(Catalan Foundations調整委員会)会長 Orfeó Català副会長 Orfeó Català/Palau de la Música Foundation評議員会構成員 Universidad Loyola de Andalucíaの評議員会構成員 Santa María財団評議員会構成員 Acció Solidària contra l'Aturの評議員会構成員 Climent Guitart財団の評議員会構成員 Asepeyo管理・監視委員会の構成員 ブラジル、Fundaçao Getulio Vargas EBAPE、フランス、SKEMAビジネススクールおよびポルトガル、リスボン大学経済および経営学部の国際顧問委員会構成員 彼女は、ビジネススクール分野における2つの国際品質認定機関であるAACSBおよびEFMDのアクレディターとして協力している。 EFMD(欧州経営開発財団)評議員

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	取締役	1965年 4月3日	2022年	2026年	-	セビリア大学法学学位。IESEビジネススクールの経済学および経営学修士学位(MBA)。カリフォルニア大学バークレー校のHaasビジネススクール交換留学プログラム。 職務経験 BBVA BBVAの管理委員会の構成員およびスペインおよびポルトガルのカントリー・グループ・マネージャー(2014年から2019年まで) Catalunya Caixaの会長およびBBVAで統合を導く役割を果たす。(2015年から2016年まで) 民間のクライアント、会社、および協会を監督するセントラル・テリトリー・ディレクター(2011年から2014年まで) BBVAグループのデジタル戦略および管理を担当する新デジタルビジネスのディレクター(2008年から2011年まで) Uno-e BankのCEOおよびBBVAの子会社であるBBVA消費者金融(Finanzia)の取締役(2005年から2008年まで) BBVおよびArgentariaにおける支払方法ビジネスの統合を担当する支払方法(カード、商品およびATM)のディレクター(2000年から2004年まで) 個人の銀行業務および直接銀行の商業ディレクター(1998年から2000年まで) Citibank CitiGoldおよび個人の銀鏡業務ユニットのディレクター(1996年から1998年まで) 個人客のためのマーケティングおよびマルチチャンネル営業のディレクター(1995年から1996年まで) マーケティングユニットの代理ディレクター(1991年から1995年まで) Banesto パリ支店において商業部門(1988年から1989年まで) 現在の役職 Endesa, S.A.取締役会構成員 2021年からSanitas Segurosの独立取締役およびリスク委員会の委員長 2022年からBUPAヨーロッパおよびラテンアメリカ諮問委員会の構成員 2021年からProfesor Uría財団の評議員 BBVA、BBVA MexicoおよびBBVA Bancomer金融グループの構成員 2020年からBBVA Microfinance財団の評議員 IESE Alumni Madrid会長およびIESE Alumni Executive Committee副会長 他の活動 BBVA Segurosの会長、BBVAの取締役 ポルトガル、スペイン銀行協会(AEB)の大評議会の構成員および預金保証基金(FGD)の管理委員会の構成員(2014年から2019年まで) 2016年のBBVAとの統合まで、Catalunya Caixaの会長(2015年から2016年まで) BBVAが所有する(Strands、Adquira、Blue Indico Investments、Solium、Rent&Tech、GlobalnetおよびEconta)デジタル・スタートアップのポートフォリオのディレクター(2009年から2012年まで) BBVA Finanziaの取締役(2007年から2008年まで) SERVIREDおよびSERMEPA(現 Redsys)の構成員(2004年から2008年まで) IBERIA CARDSの創立取締役(2002年から2005年まで)

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
フランチェスカ・ゴスティネリ	取 締 役	1973年 1月5日	2022年	2026年	-	University College London(UK)およびニューヨーク大学(EEUU)の学期および試験中に、1997年にフィレンツェ大学環境技術学部を優等で卒業。 彼女はまた、1999年、ミラノのScuola Superiore Enrico Matteiでエネルギーおよび環境のための管理および経済学の修士学位を取得。 職務経験 Enelグループの戦略、経済およびシナリオ策定、AFC、Enel，SpAの国際責任者(2019年から2023年まで) Enel Group，AFC HoldingおよびEnel SpAの国際戦略担当責任者(2016年から2019年まで) ENDESA Americasの取締役(2016年1月から4月まで) Endesa Chileの取締役(2015年から2016年まで) Enel Green Power SpAの取締役および他の取締役会構成員(2013年から2015年まで) Enel SpAの事業開発および生成部門の国際責任者(2014年から2016年まで) ENEL SpAの事業改善、運営および国際部門の責任者(2014年1月から11月まで) Enel SpAの事業開発および国際部門の責任者(2011年から2014年まで) Enel SpAの国際規制の責任者(2007年から2010年まで) ENDESA ITALIAにおいて、規制業務責任者と同時に2004年からCO_2およびサステナビリティ責任者(2002年から2007年まで) エネルギー管理専門家およびEnel Produzione SpAでのトレーダー、技術研究所(EC SAVEプログラム)の責任者、Scuola Superiore Enrico Matteiでの二酸化炭素排出製品のスタッフメンバーおよび調査員、およびWIP Munich (DE)における再生可能エネルギー国際プロジェクト責任者の補佐役(1998年から2002年まで) 現在の役職 Endesa，S.A.取締役会構成員 Enel X Global Retail責任者 Enel Americasの取締役 他の活動 世界経済フォーラムの戦略役員委員会の構成員および電気委員会の構成員(2018年から2022年まで) 持続可能な開発のためのワールドビジネスカウンシルのLEAPプログラムにおける指導者(2023年) 持続可能な開発のためのワールドビジネスカウンシルのエネルギーソリューション推進委員会の構成員(2021年から2022年まで) INSEAD Alumni Italian Associationにおける指導者(2020年から2022年まで) 気候シナリオ分析におけるTCFD諮問委員会の構成員(2019年から2020年まで) Confindustriaエネルギー委員会の構成員、Florence School of Regulationにおける諮問委員会の構成員および世界銀行のイタリアカーボン基金の参加委員会の構成員(2002年から2007年まで) INSEAD卒業生およびドイツマーシャル基金(2010年フェロー) エネルギーとサステナビリティに関する複数の論文の著者(2000年から現在まで)

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
フラビオ・カッタネオ	副 会 長	1963年 6月27日	2023年	2028年	-	2023年5月12日よりEnelの社長兼事業部長。 2023年6月12日以降、Enel Iberia, S.R.L.の会長、2023年6月20日以降、エンデサS.A.の副会長。 また、現在は、NTV-Italoの非執行副社長、Assicurazioni Generaliの取締役会構成員を務めている。 2017年から2018年まで、2014年から2016年までNTV-ItaloのCEO。 2016年から2017年までテレコム・イタリアのCEOを務めた。 2005年から2014年までテルナのCEOを務め、そのグループ内で、2007年から2011年にかけてブラジル電気配電網営業者のTerna Participaçõesの取締役会構成員を務め、同社のブラジルのサンパウロ証券取引所への上場を指揮した。 2003年から2005年まで、RAI(イタリアのラジオ・テレビ放送局)の事業部長を務めた。 1999年から2003年まで、彼はフィエラ・ミラノの会長兼CEOを務め、特にイタリア証券取引所への上場手続を主導する役割を果たした。 1998年から2001年までAEMミラノ(現A2A)副社長。 ミラノ・ポリテクニックの建築学の学位を取得し、SDAボッコニ・経営・スクールの大学院のREファイナンス・プログラムに参加。 2011年、Cavaliere del Lavoro (労働騎士団)の栄誉を受けた。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ギレルモ・アロンソ・オラッラー	取締役	1963年 11月8日	2024年	2028年	-	デウスト大学法学部の学士号(1986年) **経歴** 彼は、スペインのいくつかの商工会議所および弁護士会仲裁委員会の裁判所における仲裁手続きにおいて仲裁人を務めてきた。 2011年から2018年までIberdrola Distribución Eléctrica S.A(現I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U.)の取締役であった。 また、スペイン最大級の造船会社であるAstilleros La Naval de Sestao S.A.の取締役会の法律顧問も務めた。 同氏は以前、Fundación・パラ・ラ・リベルタッドの評議会に就いていた。 1992年から2011年にかけて、デウスト大学私法部の講師を務め、ビジネス法務コンサルタント学修士号の一環として、商業講座を実施した。 同氏は、民事責任、負債、契約に関する講座や講義を数多く提供したほか、いくつかの出版物を執筆してきた。 **現在の職位** 商業上・民事上の事案についての豊富な実績を持ち、訴求および調停を中心とした法律事務所であるMA Abogados Estudio Jurídicoの弁護士およびパートナーである。 スペインのビジネスグループE. Erhardt y CIA SAの親会社の取締役および秘書役ならびに以下のグループ会社の秘書役：Alsider, S.A.、Bermeo Off Shore, S.A.、ECO Marítima, S.A.、Erhardt Gestión Corporativa, S.L.、Erhardt Siderúrgicos, S.L.、Erhardt Projects, S.L.、Erhardt Servicios, S.A.、Erhardt Transitarios, S.L.、Erhardt Venture Lab, S.L.、Erhardt Off Shore, S.L.、Lingenbrinck, S.L.U.、Navegante Virtual, S.L.、Open Aula on The Net, S.L.、Revalorización de Materiales Santurce, S.L.、Serikat Consultoria e Informatica, S.A.、Tejero Marítima, S.L.およびTraher Steel, S.L.。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ステファノ・デ・アンジェリス	取締役	1967年 8月22日	2023年	2028年	-	ステファノ・デ・アンジェリスは、2023年6月にEnelグループの管理、財務および統制担当取締役、2023年9月にエンデサ取締役に就任した。 彼のプロとしてのキャリアはトリノのフィアット社の財務部で始まった。その後、1997年にテレコム・イタリアに入社し、最高財務責任者および/または会計責任者の役職をいくつかのグループ当社(Telecom Italia S.p.A.、TIM S.p.A.、Telecom Italia Media S.p.A.、TIM Participações S.A.、Consodata S.A.を含む)の統制取締役と兼任した。 その後、南米有数の電気通信営業者であり、ニューヨーク証券取引所に株式を上場しているTIM Participações S.A.とTelecom Argentina S.A.の最高経営責任者を務めた。 ローマのラ・サピエンザ大学経済学経営学卒業生で、トルイン大学経営学部の経営管理学修士号を取得。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ジアンニ・ヴィットーリオ・アルマーニ	取締役	1966年 7月24日	2023年	2028年	-	ジアンニ・ヴィットーリオ・アルマーニは、2023年6月からEnel Grids取締役を務め、2023年7月にはエンデサの取締役を経て、2023年7月にEnel Grids and Innovability取締役に就任した。 Enelに入社する以前は、2021年からIren S.p.A.の最高経営責任者兼事業部長を務めていた。 2020年、A2Aの戦略、規制および事業開発の取締役を務めた。2015年から2018年まで、Anas S.p.A.の会長兼CEOを務め、Ferrovie dello Stato Italianeグループとの合併に向けて当社を主導した。 同氏は現在、アジムト投資ファンドのシニア・アドバイザーを務めているほか、ハイテクスタートアップのGreen Energy Storageの取締役を務めている。Ital Gas Storage、Cesi、SGR F2iなど、さまざまな会社の独立取締役を務めている。 2005年から2015年まで、アルマーニ氏はTerna S.p.A.に勤務した。Terna Rete Italia最高経営責任者までの任務を拡大する役割を担った。 2005年以前は、Grtn(国内電気配電網営業者)で、Ternaとの合併まで働いていた。 また、McKinsey & CompanyとTelecom Italiaでの戦略的コンサルタント業務を経験している。 ローマのラ・サピエンザ電子工学を卒業した後、ボストンのMITからMBAを得て、事業管理と金融経営に関する学位を修了した。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
エリサベッタ・コラッキア	取締役	1974年 5月10日	2024年	2028年	-	彼女は2019年から2023年5月までItabus S.p.A.の会長であった。以前、彼女はEssecieffe Investmentの執行委員長だった。ITALO Nuovo Trasporto Viaggiatori S.p.A.、Telecom Italia S.p.A.およびTerna S.p.A.において様々なシニア職位を有している。また、イタリア国内外のテレコム・グループとテルナ・グループの複数の取締役会にも就き、Invimit SGR S.p.A.で独立取締役を務めている。 彼女は、ロンドンのメリルリンチで投資銀行業務を始めた後、Enelグループの投資家向け広報部に移った。 2006年コミュニケーション金獅子賞受賞。 **現在の職位** 2023年6月からEnelグループに在籍し、同年12月に人事および組織担当長に就任した。 ローマのラ・サピエンザ大学の経済学の学位を取得し、経歴を通じて、エネルギー、インフラ、電気通信および交通部門における国内外の主要会社において、責任と戦略的重要性のある職位を担ってきた。

氏　　名	役　　職	生年月日	就任年	当期満了年	所　有株式の種　類および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ミシェラ・モッシー二	取締役	1968年 9月29日	2024年	2028年	-	彼女の経歴は、1993年にEnelで、人事部で始まり、その後、監査、計画および統制(Wind, Terna and Enel Distribuzione)に移った。 2001年、テレコム・イタリアに入社し、財務管理統括部で様々な機能を果たし、より一層の職責を果たし、商業統制部門の責任者、グループ企画管理部門の責任者、Telecom Italia Sparkleグループ(TIMの完全子会社)の最高財務責任者を務めた。 彼女はまた、Daphne 3 S.p.A.(持株会社)、TCC-Telecontact(カスタマーサービス)、Persidera(メディア)、Noovle(データセンター)およびブラジル有数の通信営業者でニューヨーク証券取引所に上場しているTIM Participações S.A.を含む様々な会社で非執行取締役を務めている。 **現在の職位** 2023年、同氏は最高経営責任者室および戦略担当長としてEnelグループに入社した。 **研修** ローマのラ・サピエンザ大学経済およびビジネス管理学位(優等)。

業務執行役員

以下の表は、当社の現在の業務執行役員を示している。

以下の表には、当社の業務執行役員の氏名、当社での現在の役職、エンデサ・グループでの専門領域および過去5年間のエンデサ・グループ以外での業務経験を示している。各業務執行役員は無期限で任命されている。

エンデサの業務執行役員という地位に関して、全ての業務執行役員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

各業務執行役員に関する情報は2024年6月28日現在のものである。

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス (最高経営責任者)	1955年2月27日	5,599直接所有 6,000間接所有	上記取締役会情報を参照のこと。
パトリシア・フェルナンデス・ザーリス (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1968年3月31日	356	1968年に生まれ、CUNEF(Universidad Complutense de Madrid)の企業経営学学位および会計学を専攻。また、IESEのマネジメント・ディベロップメント・プログラム(PDD)およびHarvard Business School Leadership for Energy Programを修了。 職務経験 2015年10月から2019年3月：Enel M&Aのシニア・プロジェクト・マネージャー 2014年9月から2015年9月：EnelのPlanning & Control Global Trading & Upstream Gas(イタリア、ローマ)の責任者 2012年9月から2014年10月：エンデサのスペインおよびポルトガルにおける経営管理および経済調査部長 2008年7月から2012年9月：エンデサの経営管理、経済調査、スペインおよびポルトガル担当責任者 2007年4月から2008年7月：エンデサのスペインおよびポルトガルにおけるエネルギー・マネジメント部長代理 2000年6月から2007年4月：エンデサのインベスター・リレーションズ・グループ長代理 エンデサに入社する前は、ザーリス氏は1991年から2000年まで株式およびセクターを対象とする株式アナリスト(Benito & Monjardin SVBおよびAGESBAN)だった。 現在の役職 監査担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
パブロ・アスコイティア・ロレンテ (イベリアのメディア担当ジェネラル・マネージャー)	1967年2月14日	1,027	Complutense University in Madridの経営学学士号。 IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)修了。 職歴 2020年7月よりサービスおよび安全担当ジェネラル・マネージャー 購入担当ジェネラル・マネージャー(2012年2月から2020年7月まで) 購入戦略、シナジーおよびプロセス担当マネージャー(2008年から2012年まで) エンデサのサービス購入担当マネージャー(2007年から2008年まで) ENDESA Italiaの経営、財務および管理担当マネージャー(2004年から2007年まで) 企業向けサービス購入担当マネージャー(2002年から2004年) ENDESA MarketPlaceのジェネラル・システム・マネージャー(2001年から2002年まで) エンデサ以外での経歴： - Ecuality, S.A.の新規事業マネージャー(1999年から2000年まで) - Group Friendwareの財務マネージャー(1997年から1999年まで) - CHEP Groupの財務部門の顧客収益性担当責任者(1993年から1995年まで) - Banesto Hipotecarioの営業マネージャー(1991年から1993年まで) 現在の役職 サービスおよび安全担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
マヌエル・マリン・グスマン (イベリアのICTデジタルソリューション担当ジェネラル・マネージャー)	1964年5月30日	1,588	コルドバ大学の農業工学の学士号、San Telmo International Instituteの経済学および企業経営学の修士号。IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)でも学んでいた。 職歴 2014年11月以降、グスマン氏はICTデジタルソリューション担当のジェネラル・マネージャーを務めている。 2012年から2014年の期間はローマにあるワークセンターにおいてインフラおよびICTグローバル・オペレーション担当チームの責任者を務め、情報システム・オペレーション部門の管理を務めた後の2007年からこの地位に就いていた。 2000年から2006年の間、企業向け購入開発部門、運営プロセスおよび購入管理部門、システムおよびテレコミュニケーション資源計画・管理部門の部長を歴任した。 1999年から2002年まで、チリのSynapsisのジェネラル・システム・マネージャーであった。1997年、発電および採掘情報システム担当の部長代理としてエンデサに入社した。 エンデサに入社する前の主な経歴は以下を含む。 - ENECO, SA.の組織およびシステム部長(1992年から1997年) (エンデサ・グループの会社を持つENECO) - コルドバ大学の経済システム部長(1991年から1992年) - Arthur Andersen and Andersen Consultingの販売システムコンサルタント(1989年から1991年) 現在の役職 イベリアのデジタルソリューション担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
イグナシオ・ヒメネス・ソレル (イベリアのコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー)	1973年11月8日	374	Complutense University of Madridの情報科学の優秀PhDおよびジャーナリズム学士。 職歴 2018年から2019年まで：TELEFÓNICA企業コミュニケーション開発グローバル責任者 2011年から2018年まで：BBVAコミュニケーション戦略および企業コミュニケーション・グローバル責任者 2008年から2011年まで：BBVAスペインおよびポルトガル・マーケティング責任者 2005年から2008年まで：LIBERTY SEGUROSスペイン・コミュニケーション、企業責任および革新責任者 1999年から2005年まで：C&IC COMUNICACIÓN参事 1997年から1999年まで：INNOVA Y COMUNICA MEDIA政治的コミュニケーション顧問 1993年から1997年まで：ジャーナリスト。ABC新聞記者およびフリーランスジャーナリスト。 他の活動 コミュニケーション・コンサルタント業であるLa Propagadoraの共同設立者およびICA(アカデミック・コミュニケーション研究所)の共同設立者、Complutense University of Madridでジャーナリズムおよび制度的コミュニケーションの修士号において大学院教授、また、マドリッド職業訓練研究所の商工会議所において先進事業コミュニケーションコースの教授 CAREP、政治的成功に関する高パフォーマンスセンターの創設者、戦略的コミュニケーションおよび革新、経営の専門家 UNIR戦略的企業コミュニケーションプログラムのアカデミック担当取締役 Endesa Foundationの評議委員会構成員 Corporate Excellence Foundationの評議委員会構成員 書籍および記事の著者。例の一部：コミュニケーション、革新および変化(コンプルテンセ大学編纂、2003年)、コミュニケーションおよび革新(フラグア編纂、2007年)、ホログラム効果(Círculo Rojo編纂、2013年)または新しい虚偽情報(UOC編纂、2020年) 現在の役職 コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ (イベリアの法務およびコーポレート業務担当ジェネラル・マネージャー)	1965年2月17日	4,771直接所有 552間接所有	上記取締役会情報を参照のこと。

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
パオロ・ボンディ (イベリアの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー)	1966年4月16日	2,132	Bocconi University(ミラノ)の経営学学士号、フランスのフォンテーヌブローにあるINSEADにおいてAMT。 職歴 エンデサの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2020年から現在まで)エンデサの火力発電担当ジェネラル・マネージャー(2018年から2019年まで)。エンデサの経済および財務担当ジェネラル・マネージャー(2009年から2018年まで)。エンデサの経済および財務担当代理ジェネラル・マネージャー(2007年から2009年まで)。 ENEL Groupにおいて、国際部のCFO(2004年)、TLCの運用管理の責任者(2003年)、戦略および財政分析担当ディレクター(2002年)に就任。 ヌイイシュルセーヌにあるEridania Béghin-Say Group(1994年から2002年)において、CFO、政策立案および戦略担当ディレクターおよびキャピタルマーケッツ担当ディレクターといった様々な役職を務めた。 Ferruzzi-Montedison Group (1990年から1994年)において財務および財政に携わり、Montedison USAにおいて財務アナリストとして活動した。 現在の役職 人事および組織担当ジェネラル・マネージャー その他の活動 Endesa Foundationの評議委員会構成員

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホセ・カサス・マリン (イベリアの制度および規制担当ジェネラル・マネージャー)	1965年5月26日	3,709直接保有 2,541間接保有	Universidad Pontificia Comillas ICAIより生産工学の学士号を取得し(1989年)、IESEで総合管理プログラム(PDG)を学んだ(2005年)。 職歴 1989年に中低電圧の電力装置プロジェクトの独立のプロジェクト・エンジニア兼監督者として働き始めた。1990年、Arthur Andersenに入社し、エネルギー、通信および工業セクターに責任を負う監査管理役に昇進した。エンデサでの経歴は、2000年に配電区域の料金、使用料および商業機能のジェネラル・ディレクターに就任したことから始まる。その直後、彼は同時に、エンデサのエネルギー経営部内にあるEndesa Redの決済および規制ならびに規制部門を引き継いだ。2004年、スペインおよびポルトガルの戦略、規制、環境および持続可能な開発のジェネラル・サブディレクター、2010年に規則および環境のジェネラル・ディレクター(2010年から2014年まで)に就任。2014年より、IRおよび規制のジェネラル・ディレクターの地位に就任。 その他の活動 CEOEの取締役会構成員 the Real Academa de Ingeniería の PRO REBUS ACADEMIAEの評議委員会構成員。 the Instituto de la Ingeniería de Españaのエネルギー委員会構成員。 Real Instituto Elcanoの執行委員会構成員。 ENERCLUBの取締役会および執行委員会構成員。 AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)の取締役会構成員。 2023年Javier Benjumea Award(Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI) 現在の役職 イベリアの制度および規制担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
マリア・マラクセチェバリア・グランデ (イベリアの持続可能性担当ジェネラル・マネージャー)	1966年10月7日	606	マドリッドのPolytechnic Universityにおいて、エネルギーを専攻、生産工学の学士号。University of NavarraでMBAを取得。 職歴 APAX PARTNERS & CO.で4年間、コーポレート・ファイナンスおよびプライベート・エクイティのアソシエイトとして勤務した後、1996年に国際投資チームのアナリストとしてエンデサ(Endesar, Endesa Desarrollo S.A.)で勤務を開始した。 1997年から2005年まで、エンデサの会長および最高経営責任者室でアソシエイト監督オフィサーとして様々な仕事を完了した。2005年に企業戦略のディレクターとして戦略のコーポレート室に加わった。2015年、I&N Iberiaの管理責任者になった。 彼女はグループのいくつかの会社の取締役会構成員であった。現在、エンデサの持続可能性担当ジェネラル・マネージャーであり、Endesa Foundationの評議委員会構成員である。 現在の役職 2015年からはエンデサの持続可能性担当ジェネラル・マネージャーの職位、2023年10月からはEndesa Foundationのジェネラル・マネージャーの職位を兼任している。

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ラファエル・ゴンサレス・サンチェス (イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー)	1961年4月26日	6,514	1979年から1985年：採鉱工学(燃料およびエネルギー専攻)(ETS de Ingenieros de Minas de Oviedo)(スペイン、アストゥリアス州)。 1992年から1997年：経済学および経営学の学士号(Universidad Nacional de Educación a Distancia)(スペイン)。 2002年、IESE Business Schoolのエグゼクティブ・プログラム(スペイン)。 2007年、企業内経営者教育の修士号(Instituto de Empresa Business School)(España)。 2012年、ELISマネジメント・アカデミーの共通価値を追求するエグゼクティブ国際プログラム(イタリア)、Instituto Internacional San Telmo(スペイン)、マネジメントセンターインスブルック(オーストリア)、グルノーブル経営大学院(フランス)。 職歴 2018年9月から2019年9月： 再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー 2014年12月から2018年8月： Enel Green Power North America, Inc.－北米地域部長(マサチューセッツ州、アンドーバー) 2010年12月から2014年： Enel Green Power, SpA－経営および管理部長(イタリア、ローマ) 2003年12月から2010年12月： Enel Unión Fenosa Energías Renovables, S.A. 2008年から2010年：代理ジェネラル・マネージャー、事業開発部長 2004年から2008年：代理ジェネラル・マネージャー、プロジェクト地域部長 1995年10月から2003年12月： Unión Fenosa Energías Especiales, S.A. 1988年から2004年：資源および経営部長 1995年から1998年：経営部長 1993年10月から1995年10月： Unión Fenosa Ingeniería, S.A.－コージェネレーションおよび再生可能エネルギープロジェクト部長 1990年7月から1993年10月まで： Repsol Petróleo, S.A.－プロジェクト・マネージャー 1986年10月から1990年7月 Vapor Foster Wheeler, S.A. 1988年から1990年：プロジェクト・マネージャー 1986年から1988年：サービス・エンジニア

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホアン・マリア・モレノ・メラド (イベリアのエネルギー・マネージメント担当ジェネラル・マネージャー)	1962年8月20日	1,902	マドリッドのPolytechnic Universityにより土木工学の学士号、IESE Business SchoolよりPDGを持つ。 職務経験 1989年にSevillana de Electricidadに入社して以来、電力事業に関わっており、土木工学、エネルギー計画、管理統制および統轄会議の各部門を経験している。エンデサに入社していた1997年に、不動産の経済管理担当代理取締役に任命され、1998年に配電担当理事会内の経済管理担当取締役となるまで在任した。 2004年にスペインおよびポルトガルの経済および統括責任者となった。2008年、エンデサの計画および管理代理ジェネラル・マネージャーに任命され、2012年から2015年までローマにおけるEnel Groupの計画および管理のヘッドであった。2016年に、エンデサの原子力担当ジェネラル・マネージャーに任命され、2018年にエネルギー・マネージメント担当ジェネラル・マネージャーに任命された。 加えて、2011年から2015年にChilectraの会長であった。 現在の役職 エネルギー・マネージメント担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ゴンサロ・カルボ・デ・ハヤ (イベリアの原子力担当ジェネラル・マネージャー)	1969年4月6日	-	2005年から2006年：INSEADでエグゼクティブMBAを取得 2002年：LONDON BUSINESS SCHOOLでファイナンスの大学課程(MIF) 1987年から1992年：スペインのマドリッドにあるC.U.N.E.Fでファイナンス専門のBSc経営学専攻 職歴 2018年：原子力担当責任者 2017年：イベリアのカスタマーケア担当責任者 2009年から2016年：イベリアの計画および統括担当責任者 2007年から2009年：ラテンアメリカの企業開発担当責任者 2002年から2007年：ラテンアメリカの最高財務責任者 1997年から2002年：ラテンアメリカのグループ連結担当責任者 1993年から1997年：Senior Energy & Telecom Arthur Andersen とりわけ、Ampla、Edelnor、Endesa Energía、Endesa Generación、Endesa Red、Enel Green Power España、Elcogas、Gesa、Unelcoの取締役会の旧構成員

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ダビデ・シシリアート (イベリアの市場担当ジェネラル・マネージャー)	1972年4月12日	-	ビジネスおよび経営科学(パレルモ)の学士号、IESE Business School(バルセロナ)でエネルギー学の修士学位ならびにInseadで経営者MBAを卒業。 Endesa Xのジェネラル・マネージャー(2021年から2023年まで)Enel Energíaで南イタリア市場の責任者(2014年から2020年まで)および中央イタリア市場の責任者(2014年から2018年まで) 中央イタリアの機関チャンネル責任者(2014年から2020年まで) Loyalty & Partnershipのマーケティング責任者(2005年から2010年まで)ならびにColgate PalmoliveにおけるマーケティングおよびFabric Careマネージャー(1997年から2005年まで) その他の活動 LUISS BUSINESS SCHOOLの終身在職権のない教授(2018年から2020年) IESE Business Schoolにおけるエネルギー・リーダーシッププログラム(バルセロナ　2010年) INSEAD(フォンテンブロー　2008年)におけるMAP(経営促進プログラム) 現在の役職 供給担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
ホセ・マヌエル・レヴエルタ・メディアヴィラ (イベリアのインフラおよびネットワーク担当ジェネラル・マネージャー)	1967年12月12日	-	バリャドリッド大学で自動産業エンジニアを専攻。 マドリードのCarlos III大学で経済学の博士号。 Paris 1 Panthéon-Sorbonne大学(フランス)で研究員。 IEビジネススクールでMBAを取得。 ハーバードビジネススクールでエネルギーのためのENEL大学リーダーシッププログラムを実施。 アメリカ国務省で、アメリカのインターナショナル・ビジター・プログラム、アメリカにおける気候変動およびエネルギー。 職歴 Enel Perúのカントリーマネージャー(2018年から2021年) Endesa Distribución EléctricaにおけるO&Mのマネージャーおよび取締役(2014年から2018年) エンデサネットワークの計画および管理責任者(2008年から2014年) Endesa Ingenieríaの共同取締役(2008年から2012年) スペインの国家エネルギー委員会の規制および競争責任者(2006年から2008年) Endesa Energíaの需要管理および規制の副マネージャー(1998年から2006年) SEDIGASの取締役(2004年から2006年) 事業顧問(1994年から1998年) Electronic Systems Design (ESD)、ハノーバー技術センター(ドイツ)でのプラクティカム(1991年から1992年) その他の活動 バリャドリッド大学で遠距離通信工学部門の準講師(1992年から1993年度) マドリードのCarlos III大学で統計学および経済学のFPI会員として、統計学および経済学部門の準講師(1995年から2006年) 現在の役職 インフラおよびネットワーク担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
イグナシオ・マテオ・モントーヤ (イベリアの調達担当ジェネラル・マネージャー)	1966年9月21日	464	学歴 1984年から1990年：スペイン、マドリードのUPM(Universidad Politécnica de Madrid)で鉱業の技術者。エネルギーおよび燃料を専門とする。 1992年から1993年：スペイン、マドリードのUPM(Universidad Politécnica de Madrid)でエネルギーおよび環境修士号。 1995年から1996年：スペイン、マドリードのIESE Business Schoolで1996年6月にMBAを取得。 職歴 2015年から2020年：Endesa AFC(管理、財務および監督)の計画および監督担当取締役。 2014年から2015年：Enel Group (Rome)のグローバル発電の計画および監督担当責任者－AFC(管理、財務および監督) 2010年から2014年：Enel Group (Rome)の戦略担当責任者－戦略計画－AFC(財務および監督の管理) 2007年から2010年：Endesa (Madrid)の戦略担当副局長(戦略部門) 2001年から2003年：Endesa Telecomunicaciones (Madrid)の企業開発担当マネージャー(エンデサの多様化部門) 1998年から2001年：Endesa Cogeneración y Renovables (ECYR)の国際部門責任者(エンデサの多様化部門)(マドリード) 1995年から1998年：Unión Fenosa Generación (Madrid)の環境部門責任者 1991年から1994年：Unión Fenosa Generación (Madrid)の環境部門技術者 現在の役職 調達担当ジェネラル・マネージャー

氏　　名 (役　　職)	生年月日	所　有 株式の 種　類 および数	略　　歴 (主要な外部での役割)
マルコ・パレルモ (1) (イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャー)	1972年4月27日	1,214	2007年：ハーバード・ビジネス・スクール　エグゼクティブMBA－ジェネラル・マネジメント・プログラム 2000年：オクスフォード大学　石油およびガス事業の基礎 1999年：SDA Bocconi　コーポレート・ファイナンス 1997年から1998年：ISTUD　財務管理学修士 1992年から1996年：Luiss大学　経済学学位 職歴 2016年から2022年：EnelのM&A担当責任者 2012年から2016年：Enelのグローバル M&AのVP 2009年から2012年：エンデサの戦略および開発担当副業務執行取締役 2004年から2009年：Enelの運営および統合　国際部門担当責任者 2002年から2004年：ERG Power & Gasの戦略的計画担当責任者 1998年から2001年：ERGの財務管理担当者 現在の役職 イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャー

(1) マルコ・パレルモは、2023年1月1日付で、イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャーとなった。

報酬

・取締役および上級管理職

取締役および上級経営陣

取締役会の報酬

「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47.3を参照のこと。

(3) 【監査の状況】

(a) 監査委員会

「(1)コーポレート・ガバナンスの概要　監査および法令遵守委員会」を参照のこと。

(b) 外部監査人

エンデサの2019年4月12日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2020年、2021年および2022年の事業年度の新しい将来の監査人として、KPMG Auditores, S.L.(以下「KPMG」という。)を選任することに同意した。

エンデサの2022年4月29日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2023年、2024年および2025年の事業年度の監査人として、KPMGを再任することに同意した。

2023年および2022年のエンデサ・グループの連結年次財務書類は、Paseo de la Castellana, 259 c, Madridに事務所を置くKPMGにより監査された。同事務所は、ROAC(監査人公式登録簿)において、登記番号S0702の下に登記されている。連結年次財務書類はCNMVにおいて一般公開されている。

2023年および2022年のエンデサの個別年次財務書類は、Paseo de la Castellana, 259 c, Madridに事務所を置くKPMGにより監査された。

KPMGは、2023年および2022年12月31日終了年度に関する年次財務書類を監査し、限定意見のない報告書を発行している。

エンデサの2019年4月12日の株主総会において、株主は、以下について同意した。

- 「KPMG Auditores, S.L.」を、2020年-2022年の期間におけるエンデサS.A.の個別および連結の財務書類についての将来の法定監査人として選任し、当該契約のその他の条件の決定につき、最大限に取締役会に権限を付与すること。

当該決議は、法律に従って実施された選考手続の結果としてエンデサの監査および法令遵守委員会により行われた推薦に従って、取締役会の提案により株主総会において承認を得るために提出された。

KPMG Auditores, S.L.は、Paseo de la Castellana, 259 c, Madridに登記上の事務所を有する。納税者番号(スペイン語の頭文字で「NIF」)は、B-78510153番である。「Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas(会計および監査協会)」の会計監査人登記所において、登記番号S0702の下に登記されており、マドリッドの商業登記所において、M-188.007頁、第11.961巻上に登記されている。

(c) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

(単位：ユーロ)

区分	2022連結会計年度		2023連結会計年度	
	監査証明業務に基づく報酬	非監査業務に基づく報酬	監査証明業務に基づく報酬	非監査業務に基づく報酬
提出会社	1,723,418 (281,640,970円)	0 (0円)	1,834,161 (299,738,591円)	0 (0円)
連結子会社	977,878 (159,804,823円)	0 (0円)	1,160,668 (189,676,365円)	0 (0円)
計	**2,701,296 (441,445,792円)**	**0 (0円)**	**2,994,829 (489,414,955円)**	**0 (0円)**

(d) その他重要な報酬の内容

2023年および2022年において、証明業務には主に財務情報および非財務情報を検討するために合意された手続きに関する報告書作成の費用が含まれる。

(e) 当社の外国監査公認会計士等の非監査業務の内容

2023年および2022年中、該当事項なし。

(f) 監査報酬の決定方針

監査委員会承認政策および手続

エンデサの外部監査人は、エンデサの株主によって定時株主総会で選任される。同様に、適用法および規制が定めた諸国に設置されたその子会社の株主も、当該子会社の外部監査人を選任する。

監査および法令遵守委員会は、外部監査部を通じて選任の提案、契約書の検討、報酬交渉、提供された業務についての質の管理、独立問題の検討および管理ならびにその他関連事項を管理する。

監査および法令遵守委員会は、専門的業務について、エンデサの外部監査人または外部監査人の関連会社の契約締結に関する承諾政策を有する。当該政策が対象とする専門的業務は、エンデサまたはその子会社に提供された監査業務および非監査業務であって、2018年7月23日付の取締役会の契約に定められたものを含む。

経常の監査業務に関して支払可能な報酬は、包括的交渉の一部分として承認されている。

臨時の監査業務に関して支払可能な報酬は、外部監査部による分析を一旦受けた後、承認または否認のため、監査および法令遵守委員会に提出される。

(4) 【役員の報酬等】

該当事項なし。

(5) 【株式の保有状況】

該当事項なし。

第６ 【経理の状況】

ａ　本書記載のエンデサS.A.及び連結子会社（以下、本第６において「当社グループ」という。）の原文の連結財務書類（以下、本第６において「原文の連結財務書類」という。）は、欧州連合が採択している国際財務報告基準（以下、本第６において「EU版IFRS」という。）に準拠して作成されている。

本書記載の邦文の連結財務書類は、上述の当年度及び前年度の原文の連結財務書類を翻訳したものである。
当社グループの連結財務書類の日本における開示は、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（以下、本第６において「財務諸表等規則」という。）（昭和38年大蔵省令第59号）第328条第1項の規定が適用されている。

日本における会計原則及び報告実務とIFRSとの主な差異は、本第６の「４ 日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」に記載されている。

ｂ　原文の当年度及び前年度の連結財務書類は、スペインにおける独立監査人であるKPMG Auditores, S.L.の監査を受けている。監査報告書の原文及び独立監査人の同意書の原文並びにそれらの訳文は、本書に掲載されている。

なお、当社グループの連結財務書類は金融商品取引法第193条の２第１項第１号及び「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の規定により、外国監査法人等により監査証明に相当すると認められる証明を受けているため、本邦の公認会計士又は監査法人による金融商品取引法第193条の２第１項の規定に基づく監査証明を受けていない。

ｃ　邦文の連結財務書類には、「財務諸表等規則」第331条に基づき、原文の連結財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2024年4月1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、１ユーロ＝163.42円の為替レートが使用されている。

ｄ　日本円及び本第６の「３　その他」から「４　日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」の事項は原文の連結財務書類には記載されておらず、原文の連結財務書類への参照事項を除き、上記ｂの監査の対象になっていない。

1【財務書類】

(1) 連結損益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2023年度		2022年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	9	**25,459**	**4,160,510**	**32,896**	**5,375,864**
販売及びサービスから生じた収益	9.1	25,070	4,096,939	32,545	5,318,504
その他の営業収益	9.2	389	63,570	351	57,360
仕入及びサービス		**(16,312)**	**(2,665,707)**	**(23,394)**	**(3,823,047)**
電力購入	10.1	(6,944)	(1,134,788)	(12,901)	(2,108,281)
消費燃料	10.2	(2,708)	(442,541)	(4,349)	(710,714)
送電費用		(3,213)	(525,068)	(3,603)	(588,802)
その他の変動仕入及びサービス	10.3	(3,447)	(563,309)	(2,541)	(415,250)
エネルギー・デリバティブから生じた収益及び費用	11	**(3,172)**	**(518,368)**	**(2,217)**	**(362,302)**
貢献利益		**5,975**	**976,435**	**7,285**	**1,190,515**
自家建設資産	3.2b.1 and 3.2e.3	345	56,380	335	54,746
人件費	12	(1,137)	(185,809)	(955)	(156,066)
その他の固定営業費用	13	(1,423)	(232,547)	(1,353)	(221,107
その他の利得及び損失	14	17	2,778	253	41,345
営業総利益 (EBITDA)		**3,777**	**617,237**	**5,565**	**909,432**
非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失	15.1	(1,864)	(304,615)	(1,716)	(280,429)
金融資産の減損損失	15.2	(268)	(43,797)	(162)	(26,474)
営業利益 (EBIT)		**1,645**	**268,826**	**3,687**	**602,530**
純金融収益／(費用)		**(590)**	**(96,418)**	**(215)**	**(35,135)**
金融収益	16.1	38	6,210	236	38,567
金融費用	16.1	(705)	(115,211)	(343)	(56,053)
デリバティブの収益及び費用	16.2	56	9,152	(85)	(13,891)
為替換算差額 (純額)	16.1	21	3,432	(23)	(3,759)
持分法適用会社の純利益／(損失)	17	10	1,634	15	2,451
税引前利益／(損失)		**1,065**	**174,042**	**3,487**	**569,846**
法人所得税	18	(303)	(49,516)	(891)	(145,607)
継続事業の税引後利益 (損失)		**762**	**124,526**	**2,596**	**424,238**
非継続事業の税引後利益／(損失)		**-**	-	**-**	**-**
期間損益／(損失)		**762**	**124,526**	**2,596**	**424,238**
親会社持分		742	121,258	2,541	415,250
非支配持分	35.2	20	3,268	55	8,988
基本的1株当たり当期純利益 (継続事業)	19	***0.70***	**114**	***2.40***	**392**
希薄化後1株当たり当期純利益 (継続事業)	19	***0.70***	**114**	***2.40***	**392**
基本的1株当たり当期純利益	19	***0.70***	**114**	***2.40***	**392**

希薄化後1株当たり当期純利益	19	0.70	114	2.40	392

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結損益計算書の一部を構成する。

⑵ 連結その他の包括利益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2023年度		2022年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
連結当期純利益		**762**	**124,526**	**2,596**	**424,238**
その他の包括利益					0
純損益に振り替えられることのない項目		**(9)**	**(1,471)**	**266**	**43,470**
有形固定資産及び無形資産の再評価／(再評価の戻入)		-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	35.1.11 and 37.1	(13)	(2,124)	335	54,746
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		2	327	-	-
その他の包括利益を通じて測定するものとして指定した資本性金融商品		-	-	-	-
純損益に振り替えられないその他の収益及び費用		-	-	-	-
税効果	35.1.11 and 18	2	327	(69)	(11,276)
純損益に振り替えられる可能性のある項目		**2,932**	**479,147**	**(1,630)**	**(266,375)**
ヘッジ取引	35.1.6 and 35.1.11	**3,909**	**638,809**	**(2,207)**	**(360,668)**
評価利得／(損失)		2,087	341,058	(3,378)	(552,033)
純損益への振替		1,822	297,751	1,171	191,365
その他の振替		-	-	-	-
換算差額	35.1.11	**-**	**-**	**(1)**	**(163)**
評価利得／(損失)		-	-	-	-
純損益への振替		-	-	-	-
その他の振替		-	-	(1)	(163)
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分	35.1.6 and 35.1.11	**-**	**-**	**26**	**4,249**
評価利得／(損失)		-	-	26	4,249
純損益への振替		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定するものとして指定した資本性金融商品		**-**	**-**	**-**	**-**
評価利得／(損失)		-	-	-	-
純損益への振替		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用		**-**	**-**	**-**	**-**
評価利得／(損失)		-	-	-	-
純損益への振替		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
税効果	35.1.11 and 18	**(977)**	**(159,661)**	**552**	**90,208**
包括利益合計		**3,685**	**602,203**	**1,232**	**201,333**
親会社持分		**3,665**	**598,934**	**1,176**	**192,182**
非支配持分		**20**	**3,268**	**56**	**9,152**

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結その他の包括利益計算書の一部を構成する。

(3) 連結財政状態計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2023年度		2022年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
資産					
非流動資産		**28,825**	**4,710,582**	**30,142**	**4,925,806**
有形固定資産	20	22,839	3,732,349	22,338	3,650,476
投資不動産	22	69	11,276	59	9,642
無形資産	23	1,646	268,989	1,636	267,355
のれん	24	462	75,500	462	75,500
持分法適用投資	26	273	44,614	274	44,777
顧客との契約から生じた非流動資産	27	-	-	-	-
その他の非流動金融資産	28	663	108,347	1,160	189,567
非流動デリバティブ資産	44	879	143,646	1,249	204,112
その他の非流動資産	29	386	63,080	304	49,680
繰延税金資産	25	1,608	262,779	2,660	434,697
流動資産		**12,458**	**2,035,886**	**19,925**	**3,256,144**
棚卸資産	31	2,060	336,645	2,122	346,777
営業債権及びその他の債権	32	5,457	891,783	5,687	929,370
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権		4,912	802,719	5,472	894,234
未収還付法人所得税		233	38,077	49	8,008
その他の税金資産		312	50,987	166	27,128
顧客との契約から生じた流動資産	27	4	654	8	1,307
その他の流動金融資産	30	1,777	290,397	8,677	1,417,995
流動デリバティブ資産	44	1,054	172,245	2,533	413,943
現金及び現金同等物	33	2,106	344,163	871	142,339
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業	34	-		27	4,412
資産合計		**41,283**	**6,746,468**	**50,067**	**8,181,949**
資本及び負債					
資本	35	**7,204**	**1,177,278**	**5,758**	**940,972**
親会社持分	35.1	7,017	1,146,718	5,557	908,125
資本金		1,271	207,707	1,271	207,707
資本剰余金及び利益剰余金		5,788	945,875	4,934	806,314
(自己株式)		(4)	(654)	(5)	(817)
親会社当期純利益		742	121,258	2,541	415,250
中間配当		(529)	(86,449)	-	-
その他の資本項目		5	817	4	654
評価差額金		(256)	(41,836)	(3,188)	(520,983)
非支配持分	35.2	187	30,560	201	32,847
非流動負債		**19,504**	**3,187,344**	**23,627**	**3,861,124**
助成金	36	227	37,096	238	38,894
顧客との契約から生じた非流動負債	27	4,348	710,550	4,300	702,706
非流動引当金	37	2,855	466,564	2,964	484,377
従業員給付引当金	37.1	268	43,797	278	45,431
その他の非流動引当金		2,587	422,768	2,686	438,946
長期借入金	41.3	9,636	1,574,715	11,704	1,912,668
非流動デリバティブ資産	44	544	88,900	2,408	393,515
その他の非流動金融負債	39	8	1,307	-	-
その他の非流動負債	38	578	94,457	588	96,091
繰延税金負債	25	1,308	213,753	1,425	232,874
流動負債		**14,575**	**2,381,847**	**20,682**	**3,379,852**
顧客との契約から生じた流動負債	27	427	69,780	294	48,045
流動引当金	37	1,377	225,029	1,236	201,987
従業員給付引当金		-	-	-	-
その他の流動引当金		1,377	225,029	1,236	201,987
短期借入金	41.3	4,091	668,551	6,784	1,108,641
流動デリバティブ負債	44	1,673	273,402	4,990	815,466

その他の流動金融負債	39	104	16,996	51	8,334
営業債務及びその他の支払債務	40	6,903	1,128,088	7,327	1,197,378
仕入先その他の支払債務		6,242	1,020,068	6,219	1,016,309
未払法人所得税		215	35,135	544	88,900
その他の税金負債		446	72,885	564	92,169
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関連する負債		-	-	-	-
資本及び負債合計		**41,283**	**6,746,468**	**50,067**	**8,181,949**

⑴ **注4を参照。**

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書の一部を構成する。

次へ

⑷ 連結資本変動計算書

百万ユーロ

	注記	親会社株主に帰属する持分(注記35.1)						非支配持分(注記35.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2023年1月1日現在残高		**1,271**	**4,934**	**(5)**	**2,541**	**4**	**(3,188)**	**201**	**5,758**
会計方針の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**1,271**	**4,934**	**(5)**	**2,541**	**4**	**(3,188)**	**201**	**5,758**
包括利益合計		**-**	**(9)**	**-**	**742**	**-**	**2,932**	**20**	**3,685**
株主又は所有者との取引		**-**	**(2,207)**	**1**	**-**	**-**	**-**	**(34)**	**(2,240)**
資本増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金	35.1.10	-	(2,207)	-	-	-	-	(27)	(2,234)
自己株式との取引(純額)	35.1.8	-	-	1	-	-	-	-	1
企業結合に伴う増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		**-**	**2,541**	**-**	**(2,541)**	**1**	**-**	**-**	**1**
株式報酬		-	-	-	-	1	-	-	1
資本項目間の振替		-	2,541	-	(2,541)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2023年12月31日現在残高		**1,271**	**5,259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7,204**

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日に終了する事業年度の連結資本変動計算書の一部を構成する。

百万ユーロ

	注記	親会社株主に帰属する持分(注記35.1)						非支配持分(注記35.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2022年1月1日現在残高		**1,271**	**4,232**	**(3)**	**1,435**	**2**	**(1,557)**	**164**	**5,544**
会計方針の変更に伴う調整(1)		-	(3)	-	-	-	-	-	(3)
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**1,271**	**4,229**	**(3)**	**1,435**	**2**	**(1,557)**	**164**	**5,541**
包括利益合計		**-**	**266**	**-**	**2,541**	**-**	**(1,631)**	**56**	**1,232**
株主又は所有者との取引		**-**	**(996)**	**(2)**	**-**	**-**	**-**	**(19)**	**(1,017)**
資本増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	1	1
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金	35.1.10	-	(992)	-	-	-	-	(17)	(1,009)
自己株式との取引(純額)	35.1.8	-	-	(2)	-	-	-	-	(2)
企業結合に伴う増加／(減少)		-	(4)	-	-	-	-	(3)	(7)
株主又は所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		**-**	**1,435**	**-**	**(1,435)**	**2**	**-**	**-**	**2**
株式報酬		-	-	-	-	2	-	-	2
資本項目間の振替		-	1,435	-	(1,435)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2022年12月31日現在残高		**1,271**	**4,934**	**(5)**	**2,541**	**4**	**(3,188)**	**201**	**5,758**

(1) 注4を参照。

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2022年12月31日に終了する事業年度の連結資本変動計算書の一部を構成する。

百万円

	注記	親会社株主に帰属する持分(注記35.1)						非支配持分(注記35.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2023年1月1日現在残高		**207,707**	**806,314**	**(817)**	**415,250**	**654**	**(520,983)**	**32,847**	**940,972**
会計方針の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**207,707**	**806,314**	**(817)**	**415,250**	**654**	**(520,983)**	**32,847**	**940,972**
包括利益合計		**-**	**(1,471)**	-	**121,258**	**-**	**479,147**	**3,268**	**602,203**
株主又は所有者との取引		**-**	**(360,668)**	**163**	**-**	**-**	**-**	**(5,556)**	**(366,061)**
資本増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	(1,144)	(1,144)
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金	35.1.10	-	(360,668)	-	-	-	-	(4,412)	(365,080)
自己株式との取引(純額)	35.1.8	-	-	163	-	-	-	-	163
企業結合に伴う増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		**-**	**415,250**	**-**	**(415,250)**	**163**	**-**	**-**	**163**
株式報酬		-	-	-	-	163	-	-	163
資本項目間の振替		-	415,250	-	(415,250)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2023年12月31日現在残高		**207,707**	**859,426**	**(654)**	**121,258**	**817**	**(41,836)**	**30,560**	**1,177,278**

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日に終了する事業年度の連結資本変動計算書の一部を構成する。

百万円

	注記	親会社株主に帰属する持分(注記35.1)						非支配持分(注記35.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2022年1月1日現在残高		**207,707**	**691,593**	**(490)**	**234,508**	**327**	**(254,445)**	26,801	906,000
会計方針の変更に伴う調整(1)		-	(490)	-	-	-	-	-	(490)
誤謬の修正		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**207,707**	**691,103**	**(490)**	**234,508**	**327**	**(254,445)**	26,801	905,510
包括利益合計		**-**	43,470	**-**	**415,250**	**-**	**(266,538)**	9,152	201,333
株主又は所有者との取引		**-**	**(162,766)**	**(327)**	**-**	**-**	**-**	(3,105)	(166,198)
資本増加／(減少)		-	-	-	-	-	-	163	163
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金	35.1.10	-	**(162,113)**	-	-	-	-	(2,778)	(164,891)
自己株式との取引(純額)	35.1.8	-	-	(327)	-	-	-	-	(327)
企業結合に伴う増加／(減少)		-	(654)	-	-	-	-	(490)	(1,144)
株主又は所有者とのその他の取引		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の持分変動		**-**	**234,508**	**-**	**(234,508)**	**327**	**-**	-	327
株式報酬		-	-	-	-	327	-	-	327
資本項目間の振替		-	234,508	-	(234,508)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2022年12月31日現在残高		**207,707**	**806,314**	**(817)**	**415,250**	**654**	**(520,983)**	32,847	940,972

(1) 注4を参照。

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2022年12月31日に終了する事業年度の連結資本変動計算書の一部を構成する。

次へ

(5) 連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2023年度 (2023年12月31日に終了した12か月間)		2022年度 (2022年12月31日に終了した12か月間)	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
税引前利益		1,065	174,042	3,487	569,846
調整		4,177	682,605	2,439	398,581
減価償却費、償却費及び減損損失	15	2,132	348,411	1,878	306,903
その他の調整(純額)		2,045	334,194	561	91,679
運転資本の変動	46.1	1,011	165,218	(3,279)	(535,854)
営業債権及びその他の債権		360	58,831	(294)	(48,045)
棚卸資産		(934)	(152,634)	(1,319)	(215,551)
流動金融資産		1,781	291,051	(1,540)	(251,667)
営業債務及びその他の流動債務		(196)	(32,030)	(126)	(20,591)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー	46.1	(1,556)	(254,282)	(975)	(159,335)
受取利息		77	12,583	124	20,264
受取配当金		25	4,086	42	6,864
支払利息		(480)	(78,442)	(232)	(37,913)
法人所得税		(854)	(139,561)	(532)	(86,939)
営業活動によるその他の受取及び支払		(324)	(52,948)	(377)	(61,609)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	**46**	**4,697**	**767,584**	**1,672**	**273,238**
投資による支出	**46.2**	**(2,661)**	**(434,861)**	**(8,449)**	**(1,380,736)**
有形固定資産及び無形資産の取得		(2,284)	(373,251)	(2,132)	(348,411)
グループ会社への投資		-	-	-	-
その他の投資による購入		(377)	(61,609)	(6,317)	(1,032,324)
投資の売却による収入	**46.2**	**5,751**	**939,828**	**195**	**31,867**
有形固定資産及び無形資産の売却による収入		20	3,268	26	4,249
グループ会社における投資の売却		27	4,412	136	22,225
その他の投資の売却による収入		5,704	932,148	33	5,393
投資活動によるその他のキャッシュ・フロー	**46.2**	**106**	**17,323**	**98**	**16,015**
投資活動によるその他の収入及び支出		106	17,323	98	16,015
投資活動による正味キャッシュ・フロー	**46**	**3,196**	**522,290**	**(8,156)**	**(1,332,854)**
資本性金融商品によるキャッシュ・フロー	46.3	(21)	(3,432)	(21)	(3,432)
長期借入金の借入	41.3 and 46.3	3,291	537,815	3,910	638,972
長期借入金の返済	41.3 and 46.3	(1,170)	(191,201)	(9)	(1,471)
短期借入金による正味キャッシュ・フロー	41.3 and 46.3	(7,051)	(1,152,274)	4,308	704,013
親会社への配当金の支払	35.1.10, 35.1.12 and 46.3	(1,678)	(274,219)	(1,521)	(248,562)
非支配持分への配当金の支払	35.2 and 46.3	(29)	(4,739)	(15)	(2,451)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	**46**	**(6,658)**	**(1,088,050)**	**6,652**	**1,087,070**
正味キャッシュ・フロー合計		**1,235**	**201,824**	**168**	**27,455**
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響		-	-	-	-
現金及び現金同等物の当期純増加／(減少)		**1,235**	**201,824**	**168**	**27,455**
現金及び現金同等物期首残高	**33**	**871**	**142,339**	**703**	**114,884**
手許現金及び銀行預金		871	142,339	703	114,884
その他の現金同等物		-	-	-	-
現金及び現金同等物期末残高	**33**	**2,106**	**344,163**	**871**	**142,339**
手許現金及び銀行預金		1,281	209,341	871	142,339
その他の現金同等物		825	134,822	-	-

添付の連結財務書類に対する注記1から54は、2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書の一部を構成する。

前へ　　次へ

連結財務書類に対する注記

注記1.グループの事業及び財務書類

エンデサS.A.（以下、本第6において「親会社」又は「当社」という。）及びその子会社が、エンデサ・グループ（以下、本第6において「エンデサ」という。）を構成している。当社の登録事務所及び税務上の事務所は、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60にある。

エンデサは、1944年にスペイン法に基づきEmpresa Nacional de Electricidad, S.A.という社名の有限責任株式会社としてスペインに設立され、1997年6月25日に開催の株主総会で可決された株主の決議に従って、社名をエンデサS.A.に変更した。上記の日付以降、社名に変更はない。

エンデサの企業目的は、様々な産業・商業分野の電力事業、あらゆる種類の第一次エネルギー資源の開拓、特に通信、水道・ガス分野、及び当社グループの企業目的に繋がる又は補完する分野を中心とする産業サービスの提供、並びに他社への投資から成る企業グループの経営である。エンデサは、主にスペインとポルトガル、及び他の欧州諸国の支店を通じて、直接的にあるいは他社への所有持分を通じて間接的に、その企業目的を構成する業務を遂行している。

2022年12月31日に終了する事業年度のエンデサの連結財務書類は、2023年4月28日に開催の株主総会で株主により承認され、マドリッドの商業・会社登記所に提出された。

エンデサの2023年12月31に終了した事業年度の連結財務書類及びその作成に用いられたエンデサに統合される全ての会社の2023年度財務書類は、各々の株主総会による承認をまだ受けていない。しかし、親会社取締役は、これらの財務書類が修正されることもなく提案通りに承認されると考えている。

当該連結財務書類において、親会社の表示通貨はユーロで、（別途記載がある場合を除き）本報告書に記載する値は百万ユーロ単位である。

エンデサは、Enel, S.p.A.を親会社とするEnelグループの一員であり、Enelはイタリアの法律に準拠している。Enel, S.p.A.は、イタリアのローマ市、ヴィアレレジーナ、マルゲリータ137に本社を置いている。スペインでは、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60に本社を置くEnel Iberia, S.L.U.が、Enelグループを統括している。Enelグループは、Enel Iberia, S.L.U.を通じてエンデサS.A.の資本金の70.1%を保有している（注記35.1.1、35.1.8参照）。

2022年12月31日に終了する事業年度のEnelグループの連結財務書類は、2023年5月10日に開催の株主総会により承認され、ローマ及びマドリッドの商業・会社登記所に提出された。

注記2.連結財務書類の作成の基礎

2.1.適用される会計基準

2023年12月31日に終了する事業年度のエンデサの連結財務書類は、2024年2月27日に開催の親会社取締役会で取締役によって承認されたものであり、欧州議会及び理事会の2002年7月19日付け規則第1606／2002号（EC）に従い、連結財政状態計算書日現在において欧州連合が採択している国際財務報告基準（以下、本第6において「IFRS」という。）及び国際財務報告解釈指針委員会の解釈指針（以下、本第6において「IFRIC」という。）、並びにその他エンデサに適用される財務報告規則に準拠して作成されたもので、株主総会での承認を得るべく提出して、変更無く承認される見込みである。

当該連結財務書類は、2023年12月31日現在のエンデサの資本及び財政状態、並びに同日に終了した事業年度のエンデサの連結包括利益、連結営業業績、連結資本の変動、及び連結キャッシュ・フローを適正に表示している。

当該連結財務書類は、欧州連合の公官報（OJEU）で公表され、エンデサが2023年12月31日に終了する事業年度の連結財務書類で初度適用した新たな国際財務報告基準（IFRS）及び国際財務報告解釈指針委員会の解釈指針（IFRIC）（注記4参照）を除き、2022年12月31日に終了する事業年度の連結財務書類に適用されたものと同一の会計原則、表示基準及び評価規則に従って作成されている。また、各項目の評価規則に記載の通り、IFRSに従って公正価値で測定される項目を除いて、原価法に従って作成されている。連結損益計算書上の項目は、費用の種類ごとに分類されている。

エンデサの2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結財務書類は、エンデサ及びエンデサ・グループを構成するその他の会社の会計記録に基づき作成された。

各子会社は、事業を営む国で施行されている会計原則及び基準に準拠して財務書類を作成している。これらの会計原則及び会計基準をIFRS及びIFRICの解釈指針と合わせるため、連結決算作業の過程で必要な調整及び振替が行われた。

当該連結財務書類の作成時に生じた会計方針の変更は、注記4に記載している。

2.2.継続企業原則

2023年12月31日現在、財務及び資金管理政策の結果、エンデサの運転資本はマイナス2.117百万ユーロ（2022年12月31日現在、マイナス757百万ユーロ）となった。これに関連して、エンデサの翌期の想定流動性計算書は、当社の非流動与信枠（注記41.4.1参照）の未引出額とともに、添付の財政状態計算書に示された金額において、当社が事業を継続し、資産を実現し、負債を決済するために充分な財源を利用できることを保証している。

したがって、エンデサの取締役は、継続企業ベースで連結財務書類を作成している。

注記3.会計原則及び会計方針並びに測定基準

3.1.使用した主要な会計上の見積り

当社の取締役は、2024年2月27日に開催された取締役会において承認された本連結財務書類に含まれる情報に責任を負い、欧州連合が採択したすべてのIFRSの方針及び基準が適用されていることを明示する。

これらの連結財務書類の作成にあたり、エンデサの取締役は、そこに含まれる特定の資産、負債、収益、費用及び約定債務を測定するために見積りを行った。これらの見積もりは基本的に以下の通りである。

- 気候変動に関連する側面は、資産、負債、収益、費用及び約定債務で数量化するために経営者により行われた見積りで用いた方法論及びモデルを適用する過程の暗黙的な一部であると、エンデサは考えている（注記5.1参照）。

  この目的において、気候変動でより影響を受ける可能性のある見積りは、とりわけ、有形固定資産及び無形資産の耐用年数（注記3.2b、3.2e参照）、エネルギー移行過程で影響を受ける従業員や施設閉鎖に係る将来コストに対する義務（注記3.2l、37.3参照）、及び減損損失の有無を判定するための非金融資産の評価（注記3.2f、20.3、23.3参照）に関連している。

- 減損損失の有無を判定するための非金融資産の測定（注記3.2f、20.3、23.3参照）。

- 有形固定資産及び無形資産の耐用年数（注記3.2b、3.2e参照）。

- 金融商品の公正価値の算定に用いられる仮定（注記3.2h、45参照）。

- 既存若しくは新規の電力システムの規制の解釈による影響。この最終的な経済的影響は、調停の管轄権を有する政府機関の裁定によって異なる。連結財務書類の承認日現在、一部の裁定はまだ下りていない（注記6参照）。

- 請求保留中の顧客に供給される電力（注記3.2p.1、32参照）。

- 追加報酬制度を伴う本土外の地域（NPT）での発電事業に対する報酬発生額（注記6参照）。

- 2018年1月1日以降に運営委譲された資産への配電事業に対する報酬発生額及び配電事業においてのインセンティブ（注記6参照）。

- 2014年6月6日付け勅令法第413／2014号に準拠した、特定の報酬体系及び市場価格における乖離の調整の計算の条件下での再生可能エネルギー生成事業発生額（注記6、9.1、39参照）。

- 資金調達メカニズム（注記6参照）に定められている社会的補填（社会的ボノ）の資金調達費用。

- 従業員に対する債務及び引当金、並びに人員削減計画及び労働契約停止の合意に関する従業員の解雇日及び条件の数理計算で用いられる仮定（注記3.2l.1、3.2l.2、37.1、37.2参照）。

- 用地の処分及び用地復元に関する将来費用（注記3.2b、3.2c、3.2e、3.2l、37.3参照）。

- 未確定又は偶発債務の可能性とその額（注記3.2l、37.3参照）。特に、不確実な税務上の取扱いについての不確実性については、不確実性の影響を反映するために最も可能性の高い方法を適用している（注記3.2o、18、25、40参照）。

- 繰延税金資産及び税額控除の算定に用いられる仮定（注記3.2o、25.1参照）。

当該見積りは、連結財務書類の作成日において入手可能な最善の情報に基づいているが、将来起こる事象により、当該見積りの増減が必要となる可能性がある。会計上の見積りの変更は、将来に向かって行われ、その影響は将来の事業年度の連結財務書類において認識される。

3.2.測定要件

添付の連結財務書類の作成にあたり、重要又は相対的に重要と考えられる以下の認識及び測定基準が用いられた。

⒜ 連結及び企業結合の基礎

a.1.連結の原則

a.1.1.エンデサグループ会社と株式所有

子会社

子会社とは、親会社がパワー、エクスポージャー又は権利を通して、被投資会社への関与による変動リターンやその変動リターンに影響を及ぼすためのパワーを行使する能力を、直接的に又は間接的に支配している被投資会社のことである。この点において、被投資会社への関与により、被投資会社の変動リターンが被投資会社の業績に依存して変化し、企業がその変動リターンに影響を及ぼすために権限を行使する能力を有している場合、企業は変動リターンに晒されている。

支配は被投資会社に対する実質的な権利に由来し、エンデサは、これらの実質的な権利によって、被投資会社のリターンに影響を及ぼすために重要な事業に指示する権限を有することができるかの評価に自己の判断を適用する。この目的のため、エンデサは、第三者との契約、その他の契約上の合意から生じる権利、当該目的のためにエンデサ又は第三者が保有する会計期間末時点で行使可能又は転換可能な潜在的議決権とみなされる実質的及び潜在的な議決権等の要因を分析し、エンデサが被投資会社を支配しているかを評価するために、関連する全ての事実と状況を考慮している。

被投資会社に対する支配、継続関与による変動リターンへのエクスポージャー、又はリターンに影響を及ぼすための被投資会社に対する支配力を行使する能力に影響を及ぼす事象が発生した際には、被投資会社への支配の存在を再評価する。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは、IFRS第12号「他の企業への関与の開示」で定義される、事業体を支配している者の決定において議決権又は類似した権利が主要な要因とならないように設計された事業体を有していない。

子会社は、エンデサが支配権を取得した日から連結され、その全ての資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローは、グループ内取引の対応する調整及び消去を行った後、連結財務書類に算入される。

期中に取得又は処分された子会社の経営成績は、適宜、取得の効力発生日から、処分の効力発生日までの期間の損益が連結損益計算書に算入される。

完全連結子会社間の全ての残高及び取引は連結時に消去されており、比例連結会社の場合の対応する部分も同様である。

取引の結果支配を喪失した場合は、引き続き保有する当該会社への投資は支配を喪失した日現在の公正価値により測定される。取引の結果支配を喪失した場合は、引き続き保有する当該会社への投資は支配を喪失した日現在の公正価値により測定される。受領した対価の公正価値に、引き続き保有する投資の公正価値及び当該前子会社に対する非支配持分の帳簿価額を加えた金額と、それまで支配していた当該子会社に対する支配の喪失後に連結財政状態計算書での認識が中止される資産及び負債との差額は、連結損益計算書の「その他の純（損）益」で認識される。「連結その他の包括利益計算書」の下で認識される金額は、関連する資産及び負債が処分されたかのように計上される。

取引の結果として、以前から持分を保有していた会社の支配権を取得した場合（段階的取得）、以前から保有していた投資は、支配権の取得日時点での公正価値で計上される。この公正価値と以前から保有していた投資の帳簿価額との差額は、連結損益計算書の「持分法適用会社の利益又は損失」の下で認識される。「連結その他の包括利益計算書」の下で認識される金額は、関連する資産及び負債が処分されたかのように計上される。

親会社による子会社支配権の獲得又は喪失をもたらさない子会社に対する投資の変動は、資本取引として会計処理される。支配持分及び非支配持分の帳簿価額は、当該子会社に対する相対的な持分の変動を反映するように調整される。非支配持分を調整した金額と支払対価又は受取対価の公正価値との差額は、親会社持分に直接認識される。

所有持分50%超の完全連結で連結されていない会社

エンデサは以下の会社で50%超の持分を保有しているが、これらの持分は、エンデサが株主間契約により他のパートナー又は合弁会社と共同支配を行使し、持分に関連する資産及び負債に関する義務を負う権利を有し、会社の純資産に対する権利を有するか、又はそれぞれ重要な影響力を行使しているため、ジョイント・アレンジメント、ジョイント・ベンチャー及び関連会社に該当する（注記26参照）。

会社	2023年12月31日時点の持分（%）		連結／会計処理方法
	支配	経済的所有	
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85.41	85.41	PC
フロント・マリティム・デル・ベソス社	61.37	61.37	EM (JV)
Renovables Brovales 400 kV, S.L.	64.15	64.15	EM (A)
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L.	60.53	60.53	EM (A)
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L.	64.05	64.05	EM (A)

PC。比例連結、EM。持分法、JV。ジョイント・ベンチャー、A。関連会社

共同支配の取決め

共同支配の取決めは、複数の当事者に共同支配権を与える契約であり、当該契約に従って、主要な事業に関連した決定については、支配を共有する全ての当事者による全員一致の同意が義務付けられる。

共同支配の取決めは、契約当事者の権利及び義務に応じて、共同支配事業又はジョイント・ベンチャーになりうる。

会計期末時点での契約上の取決めに由来する共同支配の取決めの種類を判定するために、経営者は、当該取決めの法的内容及び構造、当事者間で合意された条件並びにその他の関連する要因及び問題点を評価する。共同支配の取決めの契約上の特徴に変更が行われた場合には、これらの要因及び論点は再評価される。

共同支配事業

共同支配事業とは、エンデサ及び他の当事者が、当該取決めに従って資産に対する権利及び負債に関連する債務を有する共同支配の取決めによって統治される事業体のことである。

共同支配事業は、比例連結を用いて連結される。エンデサは、グループ内取引の調整及び消去を行った後、その資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローの保有割合分を連結財務書類に認識する。

ジョイント・ベンチャー

ジョイント・ベンチャーとは、エンデサ及び他の当事者が、当該取決めに従って純資産に対する権利を有する、共同支配の取決めによって統治される会社のことである。

ジョイント・ベンチャーは、持分法を用いて当該連結財務書類に含まれている。

持分法では、関連会社への投資は、関連会社の正味資産に対するエンデサの持分に、必要に応じてグループ内取引を消去し、同社の取得時に支払われたのれんに関連する未実現利得を加算した額で、連結財政状態計算書に計上される。

結果の値が負の値の場合、エンデサは同社の資本の是正を求められていない限り（求められる場合は、連結財政状態計算書に「負債」の下に対応する引当金が認識される）、投資は連結財政状態計算書に評価額ゼロとして計上される。

当該会社から受領した配当金は、投資額から控除され、エンデサの当該会社の所有割合に基づく純損益に係る持分は、「持分法を用いて会計処理された当該会社の純損益」の下の連結損益計算書で認識される。

持分法適用後に、会社の買収時に支払われたのれんに関連する未実現利得を含む投資、又は減損の兆候を示している投資については、当該投資の回収可能価額が計算され、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合には、当該関連会社又はジョイント・ベンチャーの回収可能価額と帳簿価額との差額について、減損が認識される。

回収可能価額の算定においては、エンデサの被投資会社持分の売却コスト控除後の公正価値と、当該会社が生成すると見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値との、高い方から、当該会社の財務書類報告日における債務のうちエンデサの持分比例の金額を控除する。

法的又は暗示的な義務の結果として、追加の損失が生じて投資先の価値が減少した場合、これらの損失は負債として認識される。

関連会社

関連会社とは、親会社が直接的又は間接的に重要な影響力を持つ会社のことである。重要な影響力とは、支配力又は共同支配力を有することなく、被投資会社の財務及び業務上の方針決定に対して参加するパワーのことである。

重要な影響力を有するか否かを評価する際には、エンデサ又は他の事業体が保有する潜在的議決権を含めて、現在行使が可能又は転換が可能な潜在的議決権の存在及び影響も考慮される。

一般に、エンデサが20%超の持分を保有している場合には重要な影響力を持つと推定される。

エンデサは、以下の会社での持分が20%未満であるが、締結された株主間契約により、当該会社に実質的に重要な影響力を行使するため、これらの持分はエンデサとして関連会社とみなされている（注記26.1参照）。

会社	2023年12月31日時点の持分 (%)	
	支配	経済的所有
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19.23	19.23
Energías Limpias de Carmona, S.L.	18.75	18.75
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16.00	16.00
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L.	9.39	9.39
Toro Renovables 400 KV, S.L.	8.28	8.28

関連会社は、添付の連結財務書類上、共同支配の取決めの項の記載の通り、持分法を用いて会計処理されている。

その他投資

子会社、共同支配の取決め、ジョイント・ベンチャー又は関連会社とみなされないエンデサの被投資会社の財務指標が連結財務書類に要求される適正開示に及ぼす影響は軽微である。

当該連結財務書類の別紙Ⅰに、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のエンデサの子会社、共同支配の取決め、ジョイント・ベンチャー及び関連会社を列挙している。

a.1.2.標準化

連結財務書類の作成に使用された子会社、共同支配の取決め、ジョイント・ベンチャー及び関連会社の財務書類は2023年12月31日現在のものであり、エンデサの会計方針に従って作成されている。これらの会社が異なる会計方針を使用している場合は、エンデサが使用している会計方針を反映するよう標準化されている。

a.1.3.外国企業の財務諸表の変換

機能通貨がユーロ以外の外国会社の財務書類は、以下のようにユーロに換算される。

数字	為替レート
資産及び負債	・ 連結報告日現在の為替レート
損益計算書項目	・ 年間平均為替レート
資本	・ 取得日における過去の為替レート、又は ・ 利益剰余金及び拠出金の場合、必要に応じて、発生年度の平均為替レート

財務書類の換算で生じた為替換算差額は、その税効果を考慮後の値で、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」の「換算差額」で表示される。

a.2.企業結合

IFRSで規定されている原則に従って測定される特定の資産及び負債を除き、事業を構成する子会社の資産、負債及び偶発債務は、取得日に公正価値で認識される。当該公正価値が暫定的に算定される場合には、企業結合の価額は暫定的な価額を用いて認識される。評価プロセスの完了に伴い生じる修正は、企業結合から12か月の期間を超えてはならず、比較数値を再表示してなされる。子会社の取得原価が資産及び偶発債務を含む負債に関する親会社持分の公正価値を超える場合は、差額はのれんとして計上される。差額が負の値で、かつ取得した純資産及び負債の公正価値を見直した後の場合は、連結損益計算書の貸方に計上される。取得関連費用は発生時に費用として認識される。

企業結合から発生する偶発対価は、取得日における公正価値で認識される。偶発対価から生じる支払債務は、連結財政状態計算書上で、IAS第32号「金融商品：表示」における負債及び資本の定義に従って、負債又は資本として認識される。以前に移転された対価の返還から発生する偶発対価に関連した回収権は、連結財政状態計算書上で資産として認識される。

取得した純資産の公正価値及び完全連結子会社の純損益に対する非支配持分の価値は、連結財政状態計算書の「資本」の下で「非支配持分」、及び連結その他の包括利益計算書の「非支配持分」に認識される。

取得した子会社の資産及び負債が取得日の時点で事業を構成していない場合には、個々に識別可能な資産及び負債の購入日現在の相対的公正価値に基づいて取得原価を配分するため、エンデサは、個々に識別可能な取得資産及び引受負債を特定し、認識する。この取引からはのれんは発生しない。

⑹ 有形固定資産

b.1.取得原価

有形固定資産は、減価償却累計額及び／又は減損損失累計額を控除後の取得原価で評価される。各項目の取得のために支払った価額に加えて、取得原価として適宜以下の項目も含まれている。

- 建設期間中に生じた借入費用で、適格資産の取得、建設又は製造に直接帰属するもの。適格資産とは、例えば発電及び配電設備のように、使途の準備が整うまでに長期間を要する資産である。使用される利率は、その特定の資金調達に対応する金利、このような金利が存在しない場合は、エンデサが投資を行う平均資金調達金利である。2023年度における平均資金調達金利は3.2%（2022年度では1.4%）であり（注記41.3参照）、2023年度に12百万ユーロ（2022年度では4百万ユーロ）が資産計上された（注記16参照）。

- 建設仮勘定に直接関連する人件費。資産計上額は、連結損益計算書で「人件費」及び「自家建設資産」で認識される。2023年度に当該勘定に関連して資産計上された金額は154百万ユーロ（2022年度では133百万ユーロ）であった。

- エンデサは、設備を閉鎖するために将来発生すると見込まれる費用をその現在価値で取得原価に含めて認識し、対応する引当金も認識する。エンデサは、毎年これらの将来費用の見積りを見直し、その結果に基づき、対象資産の価値を増額する。原子力発電所に関しては、かかる引当金には、国営企業のEmpresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E.,（Enresa）が発電所解体の責任を引き受けるまで、当社グループが負担しなければならない見積額が反映されている（注記37.3参照）。（Enresa）がこれらの発電所の廃炉を引き受ける（注記37.3参照）。

2003年12月31日より前に取得した資産の取得原価には、同日までのインフレの影響について有形固定資産の価値を修正するため認められている資産の再評価が含まれている。

建設中の有形固定資産は試運転期間が終了し、使用目的のための準備が整った時点で、操業中の有形固定資産に振り替えられ、減価償却が開始される。

生産性、生産能力又は効率性の向上、あるいは資産の耐用年数の延長をもたらす拡張、近代化又は改良の費用は、当該資産の原価の増加として資産計上される。

資産の耐用年数の延長又は経済的便益の増加をもたらす品目一式の取替及び更新は、有形固定資産の価値の増加として認識され、取替又は更新された品目は認識を中止する。

定期的な整備、維持及び修繕の費用は、発生した年度の費用として連結損益計算書で認識される（注記13参照）。

エンデサが他の所有者と共有する不可分の資産は、これらの資産におけるエンデサの所有持分に比例して認識される（注記20.4参照）。

エンデサの事業の環境への影響を最小化し環境を保護するためにエンデサにより取得した非流動資産は、その性質に応じて、取得又は製造原価で有形固定資産又は無形資産として認識され、耐用年数にわたり定額法で減価償却又は償却される。

環境費用とは、当社の事業の環境への影響を最小化するために当社によって負担した費用のことである。

当該事業の環境費用及び頻繁に発生するとは想定されない当社の通常の事業以外の事象の結果として生じた費用（環境被害に対する罰金、制裁金、第三者への賠償金）は、営業費用に分類され、その性質に応じて連結損益計算書の該当する項目で認識される。

注記3.2fで述べられた減損テストの結果に基づき、親会社の取締役は、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの本土外の地域（TNP）の資金生成単位（CGUs）を除き、当該資産の帳簿価額が回収可能価額を超過していないと考えている（注記3.2.f4、20.3参照）。

b.2.減価償却費

有形固定資産の項目（もしあれば残存価額控除後の値）は、使用可能な状態になった時点から、見積耐用年数（使用すると見込まれる期間）にわたり定額法で減価償却される。耐用年数は変動の可能性があった場合には検討され、必要に応じて将来期間にわたって修正される。

2023年度及び2022年度の減価償却費計算上の資産の耐用年数は、以下の通りである。

	見積耐用年数	
	2023年度	2022年度
発電設備		
水力発電所		
土木工事	100	100
電気機械設備	50	50
石炭火力発電所	25-48	25-48
原子力発電所	44-50	44-50
複合サイクル発電所	40	40
再生可能エネルギー発電所		
太陽光発電	30	30
風力発電	30	30
送配電設備		
低中電圧網	40	40
計測及び遠隔操作装置	6-15	6-15
その他の設備	25	25

土地は耐用年数が存在しないため、減価償却を行っていない。

1985年8月2日付け法律第29／1985号（1999年12月13日付け法律第46／1999号により一部改訂）に従い、スペインの全ての水力発電所は、暫定的な運営委譲契約の下で運営されている。当該運営委譲の条件に基づいて、当該設備は、当該委譲期間終了時に良好な状態で国有に戻すことを求められている。返還期間は2023年から2078年までの間となっている（注記37.3参照）。当該設備は、委譲期間又は経済的耐用年数のいずれか短い方の期間にわたって減価償却されている。

エンデサは、当該委譲契約の具体的な状況を評価し、いずれの場合にもIFRIC第12号「サービス委譲契約」の適用を必要とさせる要因に該当しないと決定した。

b.3.その他の事項

有形固定資産の項目は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又はその使用、売却若しくはその他の手段を通じた処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

有形固定資産の処分又は閉鎖により生じた利益又は損失は、連結損益計算書の「その他の損益」として期間損益と認識され、売却による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

⑹ 投資不動産

連結財政状態計算書の「投資不動産」の科目は、エンデサの会社事業における通常業務の過程での回収が見込まれない土地及び建物で構成される。

投資不動産は、減価償却累計額及び減損損失累計額控除後の取得原価で測定される。

投資不動産の市場価値を算定するため、不動産の都市計画上の位置及び建物中の場合は現状を踏まえて、使途の多寡に基づいた価値の最良見積額を含めるために、公的に認められた独立した立場の専門家による鑑定が要請される。投資不動産（土地を除く）は、資産の耐用年数にわたって定額法で減価償却される。この投資不動産の平均耐用年数は50年である。

投資不動産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又はその使用、売却若しくはその他の手段を通じた処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

投資不動産の処分又は閉鎖により生じた利益又は損失は、連結損益計算書の「その他の損益」として期間損益と認識され、売却による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

⑺ のれん

のれんは、個別に識別されたり別個に認識されたりしない企業結合にて取得したその他の資産から生じる将来の経済的便益を表している（注記3.2a参照）。

のれんは償却されず、各資金生成単位（CGUs）又は各CGUs群に割り当てられる。各報告期間末に、CGUsは減損テストされ、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合には減損処理が行われる。

注記3.2fに記載された減損テストの結果に基づき、親会社の取締役は、資産の帳簿価額が回収可能価額を超過していないと考えている。

⑻ 無形資産

無形資産は、当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で評価される。無形資産はその耐用年数にわたって償却されるが、耐用年数を確定できない無形資産は償却されない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、耐用年数を確定できない無形資産はなかった。

無形資産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又はその使用、売却若しくはその他の手段を通じた処分により経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

無形固定資産の処分又は閉鎖により生じた利益又は損失は、連結損益計算書の「その他の損益」として期間損益と認識され、売却による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

これらの資産に係る減損損失を認識するために用いる要件、及び該当する場合、過年度に認識した減損損失の戻入を認識するために用いる基準については、注記3.2.fに記載されている。

e.1.委譲契約

IFRIC第12号「サービス委譲契約」適用対象にならない委譲契約は、一般的な要件に従って認識される。エンデサは、有形固定資産（注記3.2b参照）として認識された資産を、当該資産の経済的耐用年数及び委譲契約期間のどちらか短い方の期間にわたって減価償却している。資産の減損を計算する際には、資産への投資、改良、又は取替えを行うエンデサの契約上の義務は、将来のキャッシュ・インフローを獲得するために必要な契約で定められた将来のキャッシュ・アウトフローとみなされる。エンデサが対価と引き換えに資産の使用権の譲渡を受けた場合には、注記3.2gに記載の要件を適用して会計処理される。

e.2.研究開発費

プロジェクトに係る開発支出は、プロジェクト完了の技術的実現可能性を合理的に保証し、かつ当該プロジェクトによる将来経済的便益を生み出す、とエンデサが判断した場合に、無形資産として連結財政状態計算書で認識される。

開発支出は、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって体系的な計画に従って償却される。

研究費は連結損益計算書に費用として認識される。連結損益計算書に記載されているこれらの費用の額は、2023年度には114百万ユーロであった（2022年度。123百万ユーロ）。そして、そのすべてについて、スペイン国家認定機関（ENAC）の認定を受けた機関からの認証、及び科学技術革新省による拘束力のある理由付き報告書（BRI）の提出を依頼されるか又は取得した。

e.3.その他の無形資産

これらの資産には、これらに限定されるものではないが、以下が含まれる。

- **当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で評価されるソフトウェア。ソフトウェアは、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって償却される。2023年度及び2022年度中に、各々31百万ユーロ及び40百万ユーロの人件費が資産計上された。**

- 2012年度のGEM Suministro Gas 3, S.L.U.、及び2015年度のMadrileña Suministro de Gas, S.L.U.との企業結合の結果として取得した顧客ポートフォリオは、取得日における公正価値で当初認識されている。その後、当該資産は適宜、償却累計額及び減損損失累計額控除後の取得原価で認識される。ポートフォリオの償却はその耐用年数にわたって行われ、2023年12月31日現在では、当該ポートフォリオの漸減予想に基づき、その範囲は15年から25年である。

e.4.顧客との契約の獲得による増分費用

契約の獲得による増分費用とは、顧客との契約を獲得するために発生し、その契約が獲得されなければ発生しなかったであろう費用のことである。

エンデサは、具体的に特定できる契約又は将来の契約に直接関連して、かつ契約獲得の増分費用の回収が見込める契約に限り、顧客との契約の獲得による増分費用を無形資産として認識している。

当該資産は、これらの費用に関連した、顧客との契約の平均見積存続期間に従い体系的に償却され、2023年12月31日現在、その年数は1年から15年の間で変動する。

エンデサが負担したであろう契約取得費用は、契約が獲得されたか否かにかかわらず、発生した契約の獲得費用は連結損益計算書で発生時に費用として認識される。

(f) 非金融資産の減損

エンデサは年間を通じてのほか、必ず各報告日に、資産に減損が生じている可能性を示す兆候の有無を評価している。そのような兆候が存在する場合には、エンデサは減損損失の程度を判断するため、資産の回収可能価額を見積る。独立してキャッシュ・インフローを生成していない識別可能な資産に関しては、当該資産が帰属する資金生成単位（CGU）、すなわち独立したキャッシュ・インフローを生成する最小単位の識別可能資産群の回収可能価額が見積られる。

耐用年数を確定できないのれん又は無形資産が配分された先のCGUsも、各事業年度末に体系的にその回収可能性の分析が実行される。

CGUの回収可能価額が関連する資産の帳簿価額を下回る場合、その差額に関して、減損損失が連結損益計算書の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。減損損失はまずCGUに配分されたのれんの価額に配分され、次いでCGUsの残りの資産に、売却費用控除後の公正価値、使用価値及びゼロのうち最も大きな値を限度に、各資産の帳簿価額に比例して配分される。

過年度に資産に関して認識された減損損失は、その回収可能価額の見積りが変更された場合には戻入れられる。減損が認識されなかったとすれば適用されていた当該資産の帳簿価額を限度として、連結損益計算書への貸方計上とともに当該資産の帳簿価額が増額される。戻入額は、減損損失が認識されなかった場合の資産の帳簿価額に限定される。のれんに係る減損損失の戻入れはできない。

f.1.資金生成単位 (CGUs)

エンデサは、発電事業の資産は単一の相互に関連したシステムに属し、共同報酬を受ける配電の資産がCGUを構成するとみなしている。

2023年12月31日及び2022年12月31日現在の最も重要なCGUは以下の通りである。

ビジネス	資金生成単位 (CGU)	詳細	主な特徴
発電	イベリア半島での発電	• 石炭火力発電所を除く全てのイベリア半島の発電資産は、統合化されたポートフォリオ・アプローチを通して管理されており、発電及び給電に係る統合化された利益を最大化することをその最終目的としている。	• 全ての資産は、用いる技術の種類 (複合サイクル、燃料、原子力、及び水力発電を含む再生可能エネルギー) とは無関係に、発電所の利用可能性、天候条件や需要、及びとりわけシステムの技術的制約を補う必要性に応じて、共同で管理される。 • 発電ポートフォリオの共同管理及び多様性により、エンデサは単一の代理人及び決済代行業者によって調整された各種の市場への提供を通じて、弾力的かつ柔軟に需要に対応することが可能となっており、これにより確実な供給を保証している。 • 運転に関する意思決定は、全ての発電ストックを合算した設備発電能力に基づいて、電力の購入及び販売を最適化するための統合化された利益管理アプローチが適用される。
	バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ、メリリャの本土以外の地域 (TNP) ごとの発電量	• これらの地理的領域は、それぞれの資産が共同で管理され、各地域が孤立している、又は繋がりが薄い地域であるため、各地域が資産の共同管理を行っていることから地域単位でCGUを形成するが、各地域の特異性及び各自治州又は市のレベルでの事業の管理のための差別化した要件に基づいた報酬となるように規定されている。	
配電	配電	• スペインにおける配電網の資産は、当該配電網が、開発、業務及び保守が共同で管理される相互に関連し依存する資産の集合体で構成されるため、単一の資金生成単位 (CGU) を構成する。	

f.2.回収可能価額の算出

回収可能価額とは、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のことである。使用価値は、通常の業務過程における当該資産の使用を通じて、また、場合によっては、当該資産の現在の状況を踏まえた処分又はその他の形態の売却を通じて生じる、見積将来キャッシュ・フローの現在価値である。

使用価値を評価する際には、エンデサは、直近の入手可能な予算に基づき税引前キャッシュ・フロー予測を作成している。これらの予算には、業界の予測、過去の経験及び将来の予測によるCGUsの収益及び費用についてのエンデサの経営者による最善の見積りが含まれている。

これらの予測は、今後5年間を対象としているバレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各本土外の領土（「TNP」）の現金生成単位（「CGU」）を除き、今後3年間を対象としており、その間の将来キャッシュ・フローは、当該資産の耐用年数の終了までの、必要に応じて残存価値を織り込み、いかなる場合にも業界の成長率を増加または超過しない合理的な成長率を適用して、見積もっている。

見積将来キャッシュ・フローは、該当する事業及び地域の資本コストを反映した税引前割引率を用いて、現在価値まで割り引かれる。算定においては、アナリストが同事業及び地域について一般的に用いる貨幣の時間的価値及びリスク・プレミアムが考慮される。

f.3.使用価値の決定で用いられる主要な前提

エンデサが使用価値の決定に使用する市場変数を決定するために使用するモデルは、エンデサが最も可能性が高いと考えるシナリオを取り扱う。いずれにおいても、年度を通じてエンデサは、使用価値を決定するために用いる主な前提条件の傾向及び変動を、とりわけ前年度末以降に減損損失を被った資産があるかどうかを評価するために監視している。

割引率

2023年度及び2022年度に主な資金生成単位 (CGUs) に適用している税引前割引率は、以下の範囲内である。

%

	通貨	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		最低 (%)	最高 (%)	最低 (%)	最高 (%)
イベリア半島発電	ユーロ	8.0	9.3	6.4	7.7
本土外の地域 (TNP)	ユーロ				
バレアレス諸島	ユーロ	8.6	8.6	7.6	7.6
カナリア諸島	ユーロ	6.3	6.3	5.7	5.7
セウタ	ユーロ	-	-	-	-
メリリャ	ユーロ	6.9	6.9	6.9	6.9
配電	ユーロ	5.9	7.7	4.6	6.1

2023年の割引率を構成するパラメータを分析すると、リスク・フリー・レートが大幅に上昇したこと、とりわけ、現在のマクロ経済及び地政学的環境の影響により、2023会計年度中に欧州中央銀行 (ECB) による6回の利上げが実施され、2022年の1.02%から2023年には3.26%に上昇したこと、また、類似の事業活動を行う企業について考慮されたデレバレッジ・ベータに基づく事業リスク・プレミアムが、規制緩和事業及び規制対象事業の双方において維持されていることが明らかになった。

成長率

2023年度及び2022年度にキャッシュ・フロー予測の推算に用いられた平均成長率 (gレート) は、以下の通りである。

%

	2023年度	2022年度
イベリア半島発電	0.0 - 2.4	0.0 - 3.3
本土外の地域 (TNP)		
バレアレス諸島	0.0	0.0
カナリア諸島	0.0	0.0
セウタ	0.0	0.0
メリリャ	0.0	0.0
配電	2.1	1.6

(1) バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非半島領土 (NPT) における発電の資金生成単位 (CGU) では、規制された発電事業のキャッシュ・フローが継続すると見込まれるため、成長率は適用していない。

当該成長率は、エンデサが事業を展開する部門及び市場の長期平均成長率を上回っておらず、スペインの長期インフレ率及び市場予測に沿っている。

主要な前提

当該前提により、主要な仮定に価値を割り当てるために用いたアプローチは、以下の項目及び／又はパラメータが考慮されている。

項目及び／又はパラメータ	詳細
電力･ガスの需要動向	• 見積成長率は、国内総生産（GDP）の成長見通し、及びエンデサが電力及びガス市場における消費の動向を基に使用したその他の仮定に基づいて算出されている。
規制措置	• エンデサの事業の重要な部分は規制対象であり、広範囲にわたる複雑な規制の適用を受けるが、これらの規制は新たな法律の導入又は現行の法律の改正によって変更される可能性があるため、見通しには、現行規制及び見通し期間中に施行されることが予想されるその他の策定中の法律の適切な適用を、考慮に含めている。
平均降雨量と潜在風力レベル。	• 見通しは、一連の過去の気象条件を考慮した年間の平均気象条件を基礎にして作成される。しかしながら、特に初年度の予測については、前年の実際の降雨量及び風力の実績が使用され、それに応じて平均年が調整される。
設備能力	• 発電業務は、設備能力を適切な運転状況に維持するために必要な投資を考慮に入れ、配電業務は、配電網の保守、改善及び強化への投資並びに遠隔検針計画の実施のために必要な投資を考慮に入れ、そして給電業務は、その他の商品及びサービスを開発するために必要な投資を考慮に入れる。
生成構成	• 生成「構成」の決定は、価格及びエネルギー商品（例えば、ブレント原油、天然ガス又は石炭など）の価格や入手可能性、需要予測、建設又は各種の技術による新規発電能力の試運転の計画等の要因を考慮に入れた、特別に開発された社内複合予測モデルを用いて決定される。当該モデルは、生産基盤の入手可能性、燃料の入手可能性及び新しい発電所の操業開始などの変数の変化を織り込み、常に変更されている。当該モデルは、システム内の価格や製造原価の見積りにシグナルを提供し、発電施設の出力予測に基づいている。
電力販売及び購入の価格に関する仮定	• 電力の販売及び購入の価格に関する仮定は、特別に開発された社内予測モデルの複合に基づいて作成されている。プール価格は、異なる発電技術による発電コストや発電量、電力需要、コモディティ市況及びその他の市場やマクロ経済変数等の多くの決定要因の期待傾向及び動向に関する様々なシナリオを踏まえて見積られ、これらのモデルの結果として、最も可能性の高いシナリオが考慮される。当該目的において、電力プール価格の動向は、主にイベリア半島発電の資金生成単位（CGU）に影響を与えている。
電力及びガスの販売価格	• 電力及びガスの販売価格は、販売契約で定められた価格及び先物エネルギー価格に基づいて算定される。
燃料費の見積もり	• 燃料費は、現行の供給契約を考慮に入れて見積られ、先渡市場及び入手可能なアナリストの予測に基づき、石油、ガス及び石炭価格に関する長期予測が行われる。
固定費	• 固定費は、人件費の趨勢に関して予想される各社の事業水準、及びその他の事業維持費、インフレ予測、長期保守契約及びその他の種類の契約を考慮して予測される。
使用権	• 使用権を組み込んだ資金生成単位（CGUs）の使用価値の算定のため、リース負債に含まれる固定リース料を除外している。
マクロ経済前提	• 価格趨勢、需要における国内総生産（GDP）成長率の変動、インフレ、金利や為替レートの変動などの、マクロ経済の前提指標を比較するために、外部の情報源（例えば、アナリスト、国内外の公的機関等）が常に利用される。
気候変動	• エネルギー移行シナリオ及び気候変動の影響は評価モデルで用いた（注記5.1参照）。

2023年12月31日現在（2024‐2026戦略計画）の非金融資産の減損テストの下で使用価値の決定に用いた主要な前提指標は以下の通りである。

	2024	2025	2026
ブレント価格（ドル／バレル（$／bbl））	84	81	75
二酸化炭素（CO_2）（ユーロ／トン（€／t））	93	98	102
TTFガス価格（ユーロ／MWh（€／MWh））	50	44	35
PVBガス価格（ユーロ／MWh（€／MWh））	47	42	35
イベリア半島の電力需要（TWh）	248	254	260
消費者物価指数（平均）（CPI）（%）	2.7	1.9	1.9
スペイン国内総生産成長率（GDP）（%）	1.5	1.9	1.9
日平均電力市場価格（ユーロ／MWh（€／MWh））	106	88	74

f.4.減損テスト

－ バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの本土外の地域（TNP）ごとの資金生成単位（CGUs）。

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの本土外の地域（TNP）の資産の正味帳簿価額を回収可能価額に合わせるため、各「TNP」における資金生成単位（CGUs）で、それぞれ合計90百万ユーロ及び36百万ユーロの減損が認識された。（注記15、20.3参照）

2023年及び2022年に計上された減損費用は、主に、両年度の欧州中央銀行の利上げに伴い、これらの資産の回収可能価額の算定に使用された割引率が変更された結果である。さらに2022年度には、バレアレス諸島の資金生成単位（CGU）が、運転資本フローの改善により減損損失の戻入れを計上し、割引率の上昇によるマイナス効果を相殺した。

－ Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。

2023年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）について、最大で2057年までの権益延長を要請した結果、7百万ユーロの減損戻入益を計上している（注記15及び20.3参照）。

2022年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）において、2032年までの当該ターミナルの権益を時間軸として考慮し、30百万ユーロの減損損失が計上された。

f.5.感応度分析

2023年12月31日現在、エンデサは主要な前提指標を合理的に変更し、その他の変数を一定に保ちながら、資金生成単位（CGU）ごとに以下の詳細に従って前述の減損テストの結果に係る感応度分析を行っている。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在					
	イベリア半島発電		本土外の地域（TNP）		配電	
	増加	減少	増加	減少	増加	減少
割引率の50bp引き上げ	(2,885)	-	(21)	-	(3,022)	-
割引率の100bp引き上げ	(5,368)	-	(41)	-	(5,343)	-
成長率の50bp低下	-	(2,452)	-	(3)	-	(2,839)
プール価格の5%の低下	-	(243)	-	N／A	-	N／A
事業費及び維持費の5%の増加	(524)	-	(58)	-	(226)	-
保守投資の5%の増加	(351)	-	(10)	-	(373)	-
電力需要の1%の低下	-	(301)	-	(6)	-	N／A

2023年12月31日現在、この感応度分析の結果、その他の変数を変更せず、検討された範囲内で使用した主要な前提指標に好ましくない変更を行った場合には、資産の減損は生じないと結論付けられた。ただし、本土外の地域であるバレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ、メリリャでの資金生成単位（CGU）の資産、及びLos Barrios港ターミナル（Cádiz）の資産では、その帳簿価額を使用価値に修正した。

⑹ リース

契約が対価と引き換えに一定期間にわたって特定の資産の使用を支配する権利を移転する場合、当該契約は、リース又はリースを含んでいる。エンデサは、契約の開始時に、当該契約がリース又はリースを含むものであるかどうかを評価し、リースを構成しない他の構成部分とは別に、リースの会計処理を行うために、複数の構成部分が含まれているかどうかを分析する。

g.1.リース賃借人

契約がリース構成要素を含み、かつ1つ又はそれ以上の追加構成要素を含んでいる場合、エンデサは、リース構成要素の相対的個別価格と非リース構成要素の個別価格の合計に基づいて、各リース構成要素に契約対価を配分する。

エンデサが賃借人であるリースは、リース開始時に、リース対象資産を使用する権利を表す使用権資産、及びリース期間中にリース料支払を行う義務の現在価値に関する負債を連結財政状態計算書に計上することによって認識される。

使用権資産は取得原価で当初算定され、その取得原価は、リース負債の当初の評価額及び開始日以前に行われたリース料の支払から、受領されたリース･インセンティブを控除し、発生した初期の直接費、原資産の解体及び除去の費用、当該資産が所在した場所の回復又は契約に基づいて要求される状態への当該資産の回復の際に発生する費用の見積りを加算した金額からなる。

エンデサは、リース期間を決定するために、契約の解約不能期間を考慮するが、エンデサが延長又は途中解約を行う一方的オプションを有する契約については、この限りでなく、その場合においては、当該オプションを行使することが合理的に確実であれば、延長又は途中解約の期間を用いる。この点に関して、エンデサは予算プロセスにおいて用いる時間軸を考慮に入れている。

当初の認識後、エンデサは、使用権資産を償却累計額及び減損損失控除後の原価で評価し、関連するリース負債の評価額変動分を調整する。使用権は、賃借人がリース期間終了時に資産の所有権を取得する合理的な確証がある場合、その他の類似する減価償却可能資産と同じ方法で減価償却される。そのような確証がない場合、資産はその資産の見積耐用年数とリース期間のどちらか短い期間にわたり減価償却される。

リース負債の当初の価額は、リースの開始日に、その時点では未払である将来リース支払額の価額として算定され、通常はリース契約上の見積金利で割り引かれる。リース契約上の見積金利が利用可能でない場合には、エンデサは、契約の期間及び原資産の種類を考慮して、その借入れの増分金利を用いる。これらの支払には、固定又は実質的に固定の支払から、エンデサが受領するリース･インセンティブを減算した金額、及び指数又はレートに依存する変動支払、エンデサが原資産の残価保証により支払を想定する金額、エンデサが購入オプションを行使することが合理的に確実である場合における購入オプションの行使価格、及びエンデサによる早期解約オプションの行使がリース期間に反映されている場合におけるリースの違約金の支払が含まれる。

その後、リース負債は、リース負債に関わる利息を反映して増加し、リース料の支払を反映して減少する。最低リース料総額は金融費用と未払債務残高の減額分に分けられる。金融費用は費用として認識され、未払債務残高に適用される利率が毎年一定になるように、リース期間にわたり収益に配分される。

リース期間の変更又は将来の支払の変更などの支払の特定の変更が生じた場合には、リース負債を再評価しなければならない。これらの場合には、通常はリース負債の再評価額は使用権資産の調整として認識される。

変動リース賃料及び発生する可能性が高い場合における条件付きリース料は、連結損益計算書で費用として認識される。

短期リース及び原資産の価値が低い⑸5,000米ドル未満⑸リースの場合、エンデサは、リース期間にわたって定額法により未払金を費用として認識することを選択している。

g.2.リース賃貸人

リース構成要素を含み、かつ1つ又はそれ以上の追加構成要素又はリースではない構成部分を含んでいる契約については、エンデサは、顧客との契約から生じた収益と同一の方法により契約の対価を配分する（注記3.2p1参照）。

エンデサが原資産の所有に付随する実質的に全てのリスク及び便益を移転するリースは、ファイナンス・リースに分類される。その他の全てのリースは、オペレーティング・リースに分類される。

ファイナンス・リースは、リース期間の開始時に認識されるもので、未収最低リース料に、資産の残価を加え、契約上の見積金利で割り引いた現在価値で金融資産が認識される。これらの支払には、固定又は実質的に固定の支払から支払リース・インセンティブを減算した金額、及び指数又はレートに依存する変動支払額、借手が貸手に提供する原資産の残価保証により支払を想定する金額、借手が購入オプションを行使することが合理的に確実である場合における購入オプションの行使価格、及び借手による早期解約オプションの行使がリース期間に反映されている場合におけるリースの違約金の支払が含まれる。認識された金融資産と受領することができる金額との間の差額は未経過の利息に対応し、実効金利法を用いて、利息を稼得する年度の連結損益計算書に配分される。

エンデサは、オペレーティング・リースに基づくリース料を定額法による収益として認識している。また、リース収入を得るために発生した減価償却費を含む費用を費用として認識する。

g.3.セール・アンド・リースバック取引

エンデサは、顧客との契約の収益認識に従い、履行義務がいつ充足されるかを決定するための要件を適用し、資産の移転が当該資産の売却として認識されるべきかどうかを確定する（注記3.2p.1参照）。

売却の認識要件を満たす場合には、貸手であるエンデサは、リースバックから生じる使用権資産を、資産のかつての帳簿価額のうちエンデサが保持する使用権に関連する比率分として測定し、買手に譲渡された権利に関連する部分のみを利得／（損失）として認識する。

売却の認識要件を満たさない場合には、エンデサは借手・売手として、資産の計上を継続し、受領した対価について金融負債を認識する（注記3.2h.4参照）。

(h) 金融商品

金融商品とは、一方の会社では金融資産を、他方の会社では金融負債又は資本性金融商品を生じさせる契約のことである。

h.1.デリバティブ以外の金融資産の分類及び評価

評価目的において、エンデサは、当初認識日における金融資産を、ビジネスモデル及び契約上のキャッシュ・フローの特性に関連して、永続的か一時的かを問わず、以下のカテゴリーに分類している。

- **償却原価で測定する金融資産。金融資産の保有により契約上のキャッシュ・フローを受領することを目的とするビジネスモデルを用いて管理されており、規定された日付において、元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローに契約上の条件が発生した場合、償却原価で計上される。当初認識において、償却原価は当初の公正価値から支払われた元本の返済額を差引き、実効金利法を使用して算定された発生未収利息を加えた額に対応する。**

  実効金利法は、金融資産又は金融負債（又は金融資産群若しくは金融負債群）の償却原価を算定する方法、及び受取利息又は支払利息を当該期間にわたり配分する方法である。実効金利とは、金融商品の予想残存期間又は適宜それよりも短い期間を通して見積られた将来の現金支払額又は受取額を、金融資産又は金融負債の正味帳簿価額にまで正確に割り引く割引率にあたる。

- 公正価値で測定され、公正価値の変動が連結その他の包括利益に計上される金融資産。契約上のキャッシュ・フローを獲得し金融資産を売却することを目的とするビジネスモデルを用いて管理されており、特定の日付において、元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローに契約上の条件が発生した場合、公正価値で当初計上される。公正価値による当初認識には、取得に直接寄与する取引費用が含まれる。その後の期間において、これらの資産は公正価値で測定され、連結その他の包括利益計算書で損失又は利得を認識するが、経過利息は損益計算書で認識される。連結その他の包括利益計算書で認識される金額は、当該カテゴリーで、当初認識に係る資本性金融商品の場合を除き、金融資産の認識が中止される際に損益計算書に振り替えられる。

- 公正価値で測定され、公正価値の変動が損益計算書に計上されなければならない金融資産。短期での現金化の目的で組成又は取得されたり、金融商品にあたるポートフォリオの一部で共同管理され短期利得を獲得する行動である証拠があったり、あるいは金融保証契約の定義を満たさないものであったり、もしくはヘッジ商品として指定されたりして、トレーディング目的で保有される金融資産を含む。これらは、取引に直接寄与する取引費用を加えた額で当初計上される。その後の期間において、これらの資産は公正価値で測定され、損失又は利得が連結損益計算書で認識される。

  エンデサは、資本性金融商品を当該カテゴリーに指定した。

金融資産の購入及び売却は、取引日に認識される。

金融資産の減損の認識基準は、注記3.2h.3に記載されている。

h.2.現金及び現金同等物

連結財政状態計算書の「現金及び現金同等物」は、手許現金、要求払預金、及び容易に換金が可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない、その他の短期に満期を迎える流動性が高い投資を含む。

当座借越は、連結財政状態計算書において銀行借入金として認識されている。

第三者との契約により使用が制限されている要求払預金は、その保有する金額の使用に関する契約上の制限が預金の性質を変えず、かつエンデサがその金額を利用できる限り、「現金及び現金同等物」として扱われる。

h.3.金融資産の減損

金融資産の減損損失を認識する必要性を決定するために、エンデサは以下の手順に従い、予想信用損失法を適用している。

- 金融資産が、商業的又は取引的組成で、リースに対する売掛金及び「償却原価で測定される金融資産」の下に含まれる顧客との契約から発生する契約上の資産を含む場合、金融資産の残存期間における予想信用損失は、顧客及び市場の種類で分類された上で、集合的に判定される。

  不払い率は、満期、顧客及び市場の種類で分類された上で、過去36か月の不払い履歴に基づきその後の回収又は貸倒れに至るまで進展する確率を考慮して、特定されたグループごとに個別に算出される。

- その他の金融資産に関しては、以下の点が考慮される。

  ○ 取引相手が個別に特定されている金融資産に関しては、不払い率及び不払いの場合の損失の双方において個別の評価が行われる。予想損失は、両方の要素に不払いとなった場合のエクスポージャーの純額を掛け合わせて算定される。

  ○ 類似の特性を持つ大口資産は、性質により分類され、全体の予想損失の予測が行われる。

しかし、エンデサが当初の契約条件に従って全額を回収できない客観的証拠がある資産に係る予想信用損失は、上記によって個別に判定している。

金融資産又は金融資産群に対するリスクが著しく増加したか評価する際は、エンデサは金融商品の想定残存期間において起こる不払いリスクの修正を用いる。

エンデサは、償却原価で測定する金融資産に係る減損損失を、引当金勘定を用いて認識している。減損が戻入不能とみなされた場合、帳簿価額は引当金勘定と相殺して消去される。顧客との契約から生じたリース債権及び契約資産の減損損失は、連結損益計算書の「金融資産の減損損失」で費用として、その他の金融資産の減損損失は、連結損益計算書の「金融費用」で費用として（各々注記15、16参照）認識される。減損損失の将来期間における戻入れは、減損損失が認識されなかった場合の資産の償却原価を限度とする。減損が戻入不能な場合、金融資産の帳簿価額は引当金勘定と相殺して消去される。

連結財務書類の公表承認日現在、支払期日が過ぎた重要な金融資産は全てトレーディング目的である（注記42.5参照）。

h.4.デリバティブ以外の金融負債の分類及び評価

エンデサは、評価目的上、当初認識日に金融負債を分類している。

- 償却原価で測定する金融負債。有利子融資、借入金、仕入債務及びその他の債務を含み、取引費用控除後の受取額で当初認識される。その後の期間において、当該負債は、実効金利法を用いて償却原価で測定される（注記3.2h.1参照）。

- 公正価値で測定する金融負債。取引価格である公正価値で当初計上される。取引において発生する費用は、発生時に費用として計上される。当初認識後、当該金融負債は公正価値

例外として、負債が公正価値ヘッジの対象にあたる特別な場合、ヘッジ対象リスク部分は公正価値で測定される。

負債の公正価値を算定するため、連結財政状態計算書における認識、及び注記41.3に記載されている公正価値の開示を目的に、負債は固定利率の利息を伴う負債と変動利率の利息を伴う負債に分けられている。

- 固定利付債務は、固定利率の表面利率が取引開始時に設定され、残存期間にわたり明示的又は黙示的に支払われる。

- 変動利付債務は、変動利率（すなわち、各利札が基準金利に基づき各期首に定められる）で発行された債務である。当該全ての負債は、支払通貨に関連する市場の金利カーブを用いて想定見積割引将来キャッシュ・フローで測定される。

エンデサは、多くの金融事業体とリバース・ファクタリングの取決めを行っており（注記40参照）、こうした取決めの一部には持続可能性基準が含まれている。金融機関により支払が管理される営業債務は、エンデサが支払の管理のみを金融機関に移管し、金融機関から融資を受けず、当該営業債権者への返済の主たる債務者である限り、連結財政状態計算書の「営業債務及びその他の債務」の下に認識されている。

エンデサが締結した確認契約は、金融機関に付与する追加保証、金利の変動、又は取引債権者に付与する条件に関する債務の支払条件の変更を予定していない。

2023年12月31日現在、グループ会社間のサプライヤー支払管理取引（「確認」）はない。

h.5.デリバティブ及びヘッジ会計

エンデサが保有するデリバティブは、主に金利リスク、為替リスク又はエネルギー資源（電力、燃料油、石油及びデリバティブ及びCO_2排出権）の価格リスクをヘッジするための取引に関するもので、その目的は、原資産であるヘッジ対象取引における上記リスクを排除又は著しく軽減させることである。

デリバティブは、報告期間末現在の公正価値で測定される。公正価値が正の値で、金融デリバティブの場合、又はエネルギー・ストック・デリバティブの場合、満期までの期間及び保有する意図によって、流動資産又は非流動資産に「デリバティブ資産」の下に計上される。公正価値が負の値のデリバティブの場合、又はエネルギー商品デリバティブの場合、満期までの期間及び保有する意図によって、流動負債又は非流動負債に「デリバティブ負債」の下に計上される。

デリバティブがヘッジ手段として指定され、かつIFRSのヘッジ会計の要件を充たしている場合を除き、デリバティブの公正価値の変動から生じた利得又は損失は連結損益計算書で認識される。この場合、以下の通りヘッジの種類に応じて認識される。

- 公正価値ヘッジ：リスクがヘッジされる対象部分は、ヘッジ手段と同様に公正価値で測定され、その結果生じる評価差額は双方の場合とも連結損益計算書で認識される。

- 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は、当該ヘッジが有効である範囲で、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」に計上される（注記35.1.6参照）。当該勘定で認識された累積利得又は損失は、ヘッジ対象が純損益に影響を及ぼすため、連結損益計算書に振り替えられる。ヘッジに係る利得又は損失の非有効部分は、連結損益計算書で直接認識される。

ヘッジは、ヘッジ対象とヘッジ手段との間に財務上の関係が存在しており、ヘッジ対象の信用リスクがその財務上の関係による価値の変動に対して支配的な影響をもたらさず、ヘッジ関係のヘッジ比率が、エンデサがヘッジ対象の金額をカバーするために実際に使用するヘッジ対象の金額から生じるものと同一である場合にのみ適用される。

エンデサは、ヘッジの開始時及びその期間中、ヘッジ関係が有効性の要件を将来に向かって満たしているかどうかを評価する。エンデサは、毎報告日又は有効性の要件に影響を及ぼす重要な変更が生じた際も、その有効性を評価している。

エンデサは、金融商品とヘッジ商品の基本条件が一致している場合、有効性の定性的評価を実施している。基本条件が一致していない場合には、エンデサは、ヘッジ対象と同等の基本条件を持つ仮想デリバティブを使用し、非有効性を評価及び測定している。

ヘッジ手段が期日を迎えた場合、売却された場合、終結された場合、行使された場合、もしくはヘッジがヘッジ会計適用要件を満たさなくなった場合、ヘッジ会計の適用は将来に向けて中止される。これらの目的上、ヘッジ手段の置換又は更新は、取引がエンデサのリスク目的に一致していることを条件として、期日の到来又は終結とはならない。

キャッシュ・フロー・ヘッジにおいてヘッジ会計が中止された場合、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」の下で累積された金額は、将来キャッシュ・フローが発生するまで連結損益計算書で認識されない（注記35.1.6参照）。逆に、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」で累積された金額は、カバーされている将来キャッシュ・フローが発生することが想定されなくなった時点で連結損益計算書において認識される。

h.5.1 エネルギー商品デリバティブ

エンデサでは、リスク管理は包括利益レベルで行っており、これは様々な事業活動におけるリスク及びポジションが、単一のリスク統合検証及び単一のヘッジ決定プロセスを通じて対処されていることを意味している。当該決定プロセスは、リスク及び市場の分析に支えられており、結果として市場の要請になる。この観点で、当社の業績が影響を受ける産業用資産やエクスポージャーの表示がなされ、これに基づいて、産業ポートフォリオにおける資産リスクを相殺又は部分的に削減させる目的で様々な戦略が提案される。当該要請は原資産と明確な関係があり、事業要件のみから行われるヘッジの決定から生じる。その結果、エンデサは、リスク管理を目的としながらも、ヘッジ手段とヘッジ対象の間にヘッジ関係を指定するよう選択し、そしてヘッジ会計上の分類を適用しないことがある。このような取引の場合。

- ヘッジ目的に十分な意味と説明を与える、完全に追跡可能なヘッジ委員会の指示が常に存在する。そして、
- 欧州市場インフラ規則（EMIR）、金融商品市場指令（MiFIDⅡ）及び金融商品市場規則（MiFIR）において、店頭（OTC）デリバティブ及び取引記録報告に関する規則の基準に従い、「リスク低減」又は「ヘッジ」に分類される。

会計上のヘッジに分類されないヘッジ手段の公正価値の変動は、連結損益計算書の「エネルギー・デリバティブから生じた収益及び費用」で認識されている。

エンデサは、主に電力、燃料及び二酸化炭素（CO2）排出権及び現物受渡しを伴う原産地保証などのエネルギー材料の購入又は販売用に、先渡取引を締結している。前述の通り、これらの契約は、期末日の市場価値で連結財政状態計算書に計上され、差額は、以下の全ての条件を満たした場合を除き、連結損益計算書の「収益」又は「仕入及びサービス」として認識される。

- 契約の唯一の目的が自社利用、すなわち発電のための燃料契約、小売のための電力及びガスの購入及び販売契約である。
- エンデサの見込みが、自社利用として、契約目的を裏付けている。
- 例外的な状況の結果、又は、物流管理にエンデサの管理又は予測の及ばないことが原因で、別の使用が必要になった稀な場合を除き、契約の過去の実績が、自社利用のためであると示している。
- 契約が差金決済を規定しておらず、類似契約を差金決済した過去の慣行がない。

そのような場合、先渡契約における販売又は購入は実行待ちの契約として会計処理され、取引対象の「収益」又は「仕入及びサービス」が実行された時点で認識される。

h.5.2 電力購入契約（PPAs）／仮想電力購入契約（VPPAs）

エンデサは、一定価格で一定量のエネルギーを購入又は販売する長期電力売買契約、Power Purchase Agreement（「PPAs」）を締結している。
これらの契約が電力の物理的引渡しにより決済される場合、期末日の市場価値で連結財政状態計算書に計上され、差額は、注記3.2h.5.1に記載されている自己使用の例外に該当する場合を除き、連結損益計算書の「収益」又は「仕入及びサービス」として認識される。そのような場合、先渡購入又は売却は、実行待ちの契約として会計処理され、実行された時点で対応する「収益」又は「仕入及びサービス」の項目に計上される。

これらの契約が仮想電力購入契約（VPPA）として現金で決済される場合、IFRS第9号「金融商品」の範囲内のデリバティブとして扱われ、会計上ヘッジとして指定され、注記3.2h.5に記載されているヘッジ会計を適用するための要件を満たしていない限り、時価で測定され、その差額が「エネルギー商品デリバティブによる収益及び費用」として連結損益計算書に計上される。

h.5.3.**組込デリバティブ**

エンデサは、デリバティブ契約全体が公正価値で認識されていない限り、その特性及びリスクが主契約のそれと密接に関連するか否かを判断するため、デリバティブが契約や金融商品に組み込まれているものかを評価している。特性及びリスクが密接に関連していない場合は、デリバティブは区分され、価値の変動は連結損益計算書に認識される。

h.5.4 **正味公正価値**

各種デリバティブ金融商品の公正価値は、以下のように算定される。

- 組織化された市場で取引されるデリバティブについては、期末の相場価格。

- 組織化された市場に取引されないデリバティブの場合、エンデサは、社内ツールを使用して評価を実施し、観察可能な市場変数を考慮に入れ、各通貨に関して決算最終営業日現在のゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて割引現在価値将来キャッシュ・フローを見積り、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算することによって金融デリバティブの公正価値を算出する。市場価値総額が入手された時点で、自社の信用リスクに関連して「債務評価調整（DVA）」、及び取引先リスクに関連して「信用評価調整（CVA）」が行われる。CVAとDVAの測定は商品の潜在的な将来のエクスポージャー（債権者又は債務者のポジション）、及び取引相手のリスク特性及びエンデサ自身のリスク特性に基づく。2023年度及び2022年度で、信用評価調整（CVA）取引先リスクに因る、及び債務評価調整（DVA）自社信用リスクに因る、調整額は重要ではなかった。

上記の手続に従い、エンデサは、金融商品を注記3.2qに規定されたレベルに従って分類している（注記45参照）。

h.6.**金融保証契約**
金融保証契約は、特定の債務者が保証や保証のような債務証書の当初又は変更後の条件の下に支払義務を履行しなかった場合に生じる損失を保有者に弁済するために特定の支払を発行者に要求する契約のことである。

金融保証契約は公正価値で当初認識される。別段の証拠がある場合を除き、公正価値とは、受領したプレミアムに将来受け取るプレミアムの現在価値を加算した金額である。

その後、金融保証契約は以下の金額のうち最も高い金額で測定される。

- 引当金及び偶発債務に関する会計基準の適用による金額（注記3.2l参照）。

- 顧客との契約から生じる収益に関する会計基準（注記3.2p.1参照）の原則に従い、最初に認識された金額から、該当する場合には未収収益に関連するため連結損益計算書に計上された部分を控除した金額。

h.7.**保証の提供及び受領**

オペレーティング・リースのために、又は役務の提供のために、保証の授受が行われる場合、公正価値と支払額との差額は前払金又は前受収益として認識され、役務の提供期間又はリース期間にわたって損益計算書で認識される。

h.8.金融資産及び負債の認識の中止

金融資産は、以下の場合に財政状態計算書において認識が中止される。

- **金融資産のキャッシュ・フローに対する契約上の権利が失効した、又は譲渡された場合、もしくはエンデサがこれらのキャッシュ・フローを一名以上の受益者に支払う契約上の義務を引き受けた場合。そして、**

- **エンデサが、所有に伴う全てのリスクと便益を実質的に移転した場合、又は資産の全てのリスクと便益を移転しておらず、実質的に保持もしていないが、資産の支配権を移転している場合。**

2023年度及び2022年度に、エンデサは、譲渡対象金融資産の所有に伴うリスクと便益を譲渡したことから、償還請求権合意のないファクタリングとして該当する債権譲渡契約を締結した（注記16.1、32.1参照）。

エンデサが譲渡対象金融資産の所有に伴う全てのリスクと便益を留保する取引は、受取対価を負債として認識することによって計上される。取引費用は実効金利法を用いて連結損益計算書上で認識される。

金融負債は、消滅した場合、すなわち当該負債から派生した債務が決済された場合、取り消された場合、又は失効した場合に、財政状態計算書における認識が中止される。

h.9.金融資産と金融負債の相殺

金融資産と金融負債は、エンデサが認識した金額を相殺する法的に強制可能な権利を有し、かつ資産の現金化と負債の決済を同時に行う意図を有している場合には、相殺される（注記43参照）。

当該権利は、通常の会社経営の過程、又は取引先の債務不履行、破綻若しくは破産が発生した場合にのみ、法的に強制が可能となる。

(i) 棚卸資産

一般的に、棚卸資産は、加重平均取得原価と正味実現可能価額との低い価額で測定される。

i.1.核燃料

核燃料の取得原価には、進行中の資金調達に配分された借入費用が含まれる。この点につき、2023年度2百万ユーロ（2022年度1百万ユーロ）の金融費用が資産計上された（注記16参照）。仕掛品の核燃料は、原子炉に導入した時点で営業費用に振り替えられ、期中に消費された電力容量に応じて純損益で認識される。

i.2.二酸化炭素（CO_2）排出枠

発電事業で二酸化炭素（CO_2）を排出するエンデサの各社は、当年度の排出量相当の二酸化炭素（CO_2）排出権、より正確には欧州連合排出枠（EUAs）を翌年度の初めの数か月以内に引き渡さなければならない。

したがって、CO_2排出権の認識基準は、これらを以下のように棚卸資産として認識することになる。

- **排出のヘッジとして保有する二酸化炭素（CO2）排出権は、加重平均取得価格で、又は加重平均取得価格より正味実現可能価額が低い場合には、正味実現可能価額で評価される。**

- **トレーディング・ポートフォリオを示すトレーディング目的で保有される二酸化炭素（CO2）排出権は、売却費用控除後の公正価値で認識され、連結その他の包括利益計算書を変動させる。**

i.3.原産地保証

再生可能燃料を利用した自社施設からの電力生成に関連して生じる原産地保証は、当初は公正価値に相当する原価で測定され、「棚卸資産」の下に認識される。その後は、原価と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定されるが、これらが生成サイクルに組み込まれている場合はこの限りではなく、組み込まれた最終生成、すなわち電力が原価を超えて販売されることが予想される限り、評価修正は行われない。

第三者から購入され、販売された再生可能エネルギーの証書目的で保有された原産地保証は、当初は公正価値に相当する棚卸資産見出しの取得原価で認識され、原価と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。なお、トレーディング目的で保有する原産地保証はトレーディング・ポートフォリオを構成し、連結損益計算書に変動分が公正価値で計上される。

当該証書の販売及び購入から生じた収益及び費用は、各々「販売及びサービスから生じた収益」及び「その他の変動仕入及びサービス」の下に連結損益計算書に認識され、該当する棚卸資産で変動する。

(j) 資産に関連する助成金

資産に関連する助成金は、関連する条件を満たす合理的な確実性が存在する場合に認識される。これらの金額は、連結財政状態計算書上の「助成金」で認識され、資産の耐用年数にわたり連結損益計算書の「その他の営業収益」に計上される。

(k) 顧客との契約から生じた負債

k.1.顧客から譲渡された拡張接続権及び施設

エンデサは、特定の設備の建設又は取得のために支払った金額について、法的に定められた補償金を受け取るか、場合によっては、現行の法律に準拠して設備をエンデサに直接割当てられることがある。本項目に含まれる概念は以下の通りである。

- 「顧客から譲渡された施設」とは、顧客から譲渡された配電設備の評価額、公的機関以外の第三者から収受した収益、及び新規のサービスの申込み又は既存のサービスの拡張に必要な拡張及び接続の権利から生じる収益に相当する。

- 法令で定められている範囲内で電圧と電力の要請に従って実施しなければならない施設の新規拡張に関連する拡張接続権をも含んでおり、当該権利は、新規の供給や既存のグリッドの拡張を可能にするために必要である。これらの拡張接続権は、2000年までは1982年10月15日付け勅令法第2949／1982号、2001年からは2000年12月1日付け勅令法第1955／2000号、2013年からは2013年12月27日付け勅令法第1048／2013号で規制されている。

顧客との契約に基づく資産及び負債は、当該資産の移転日現在の同資産の公正価値で認識され、当該資産の耐用年数にわたり、連結損益計算書のその他の営業収益に計上され、その結果、関連する減価償却費と相殺される。

k.2.顧客との契約から生じたその他の負債

エンデサは、顧客から対価を受け取った（又は顧客から対価を受け取る予定である）財又はサービスを譲渡する義務を連結財政状態計算書で認識するために、顧客との契約から生じた負債として表示している。

(l) 引当金及び偶発事象

過去の事象から生じ、エンデサの資本に負の影響をもたらす可能性があり、その蓋然性があるが、金額及び弁済日が不確定な連結財政状態計算書日現在に存在している負債は、エンデサが同負債を消滅させるために支出する必要が生じる可能性が最も高い金額の現在価値で、連結財政状態計算書に引当金として認識される。

また、エンデサは、係争中の訴訟、解雇給付、保証金及び類似する保証から生じる負債、並びにリスクをヘッジするための負債に関しても、引当金を認識している。

引当金の金額は、引当を要する事象の最も可能性の高い結果に関して、連結財務書類作成日現在入手可能な最善の情報に基づく値で、報告期間末ごとに再度見積りを行う。

偶発資産及び偶発負債は各々資源の流入又は流出の可能性に基づき連結財務書類に認識され、エンデサは注記51に開示している。

l.1.従業員給付引当金

確定給付型年金

確定給付年金制度について、エンデサは、報告日に予測単位積増方式を用いて、数理計算上の検討を実施することで、これらの引当金に関連する費用を従業員の勤務期間にわたり発生主義で認識する。確定給付年金制度に係る引当金は、適格制度資産の公正価値控除後の未払引当金の現在価値を表している。制度負債及び制度資産の双方の測定から生じた数理計算上の損失及び利得は、関連する税効果考慮後の金額で、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」で直接認識される（注記35.1.7参照）。

各制度において、関連する要件を満たす場合に限り、過去勤務における数理計算上の負債と制度資産との間の差額が正の値の場合は、当該差額は連結財政状態計算書の負債側に「非流動負債。従業員給付引当金」に、負の場合は連結財政状態計算書の資産側「その他の非流動資産」に計上される（注記29及び37.1参照）。

確定拠出制度

完全に保証された、すなわちエンデサが全てのリスクを移転した退職後制度は、確定拠出制度と取り扱われている。したがって、確定拠出年金の場合と同様に、数理負債又は制度資産の存在は考慮されていない。

確定拠出制度に対する拠出金は、従業員の役務提供時に、連結損益計算書で費用として認識される。

l.2.労働力再編費用引当金

一方的に又は会社との相互の同意によって、補償又は対価と引き換えに、エンデサでの勤務を中止する、又は雇用契約を一時的に中断することができるような従業員との個別契約又は団体契約が存在する場合、エンデサは解雇給付又は停職給付を認識する。相互の同意が必要な場合は、エンデサがかかる退職に同意し、その同意が当該従業員に個人的に又は従業員の代表に集合的に通知された場合に限り、引当金が計上される。当該引当金が認識される全ての場合においては、従業員は退職手続が進められることを想定し、かつ会社から当該従業員又は従業員の代表への正式な通知があり、計画に重大な変更が生じる可能性が低い。

エンデサでは、政府によって承認された関連する人員削減計画の一環としての、又は従業員の代表との間で作成した同意による、労働力再編計画が進行中である。当該計画では、補償金の支払、又は早期退職期間又は雇用契約の停止期間中の通常支払の維持を保証している。

エンデサは、これらの計画に係る支出の全額を、義務が生じた時点、すなわち従業員又は従業員の代表との約定によって会社が支払を回避することが不可能となった時点で認識している。これらの金額は、適宜、期末時点の数理債務を算出するために実施された数理上の査定から決定される。その査定による理計算上の利得及び損失は、連結損益計算書において認識されている。

I.3.二酸化炭素（CO_2）排出権費用引当金

発電事業で二酸化炭素（CO_2）を排出するグループ各社は、当期の排出量相当の二酸化炭素（CO_2）排出権を翌年度の初めの数か月以内に引き渡さなければならない。

当年度の排出における二酸化炭素（CO_2）排出権を引渡す義務は、連結財政状態計算書の流動負債の「その他の短期引当金」で認識される。対応する費用が連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」で認識されている（各々注記10.3、37.3参照）。当該義務は、それに充当するために引渡される二酸化炭素（CO_2）排出権と同じ金額で、連結財政状態計算書の「棚卸資産」の下で認識される（注記3.2i.2参照）。

連結財政状態計算書報告日に、エンデサが必要な二酸化炭素（CO_2）排出権の全量を保有していない場合、エンデサが排出権取得のために支払わなければならない価格の最善の見積りに基づき、費用及び引当金が認識される。より適切な見積りが存在しない場合、エンデサは、報告日現在の市場価格として、保有していない排出枠の取得価格を見積る。

I.4.原産地保証担保引当金

電力取引事業で原産地保証を利用するエンデサの会社は、履行されるべき保証に対応する月中に電力を供給された消費者に割り当てられた原産地保証を翌年に履行しなければならない。

年度中に生じた原産地保証の交付義務は、連結財政状態計算書に「その他の流動引当金」の下に計上され、対応する費用は連結損益計算書に「その他の変動仕入及びサービス」の下に認識される（各々注記10.3、37.3参照）。この債務は、連結財政状態計算書の「棚卸資産」（注記31.2参照）に計上されているこの債務を填補するために引き渡される予定の原産地保証と同額で測定され、まだ引き渡されていない原産地保証の購入のための先物契約で約定された価格で測定される。

報告日に、エンデサが必要とされる原産地保証を保有していない場合、エンデサが排出権取得のために支払わなければならない価格の最善の見積りに基づき、費用及び引当金が認識される。より適切な見積りが存在しない場合、エンデサは、報告日現在の市場価格として、保有していない保証の取得価格を見積る。

I.5.廃炉費用引当金

エンデサは、一部の発電所及び特定の配電設備を解体するための予想費用に対する引当金を認識している（注記3.2b、3.2c、37.3参照）。金融割引による引当金の調整は連結損益計算書で「金融費用」として認識される（注記16参照）。

対応する割引に適用される利率は、関連する資産の残存耐用年数に従い以下の範囲に定められた。

%

	2023年度	2022年度
金融割引レート（%）	2.2 - 3.4	0.3 - 3.0

I.6.不利な契約

契約に基づく義務を履行するために避けられない費用が受領を見込む経済的便益を上回る（有償契約）場合、エンデサは、契約に係る費用と予想される便益との差額の現在価値に対する引当金を認識する。当該費用は、その契約履行費用のうちいずれか低い金額を反映するものとする。当該費用には、追加費用及び履行に直接関連するその他の費用の配分の両方を含み、また、不履行から生じる補償又は違約金の金額も含まれる。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、有償契約に関する引当はなされていない。

前へ　次へ

⑿ 外貨建取引

グループ各社の機能通貨以外の通貨による取引は、取引日現在の為替レートの適用により、機能通貨で認識される。

年度中、取引日現在の為替レートで換算された残高と回収又は支払日現在の為替レートで換算された残高との間で発生する差額は、連結損益計算書の「純為替差額」において金融収益又は金融費用として計上される（注記16.1参照）。

各年度末時点の連結会社の財務書類を表示する機能通貨以外の通貨建ての債権又は債務の残高は、年度末現在の為替レートでユーロに換算されている。その結果生じた評価差額は、連結損益計算書の「純為替差額」の項目において金融純損益として認識されている（注記16.1参照）。

⑾ 流動／固定の分類

添付の連結財政状態計算書において、12か月以内に決済される予定の残高は流動項目として分類され、12か月を超えて決済される予定の残高は非流動項目として分類される。

短期に満期を迎える債務のうち、既存の資金調達条件に従い、無条件かつ即時に利用できる信用枠を通じた長期での借換えをエンデサの裁量により行う見込及び権利が存在し、請求行使可能性が連結財務書類の日付から12か月を超える債務は、非流動負債として分類される。

⑽ 法人所得税

エンデサのほとんどの子会社は、連結納税制度の下で法人所得税を支払っている。2023年度において、エンデサには2つの連結納税グループが存在する。

- 連結納税グループ572／10は、親会社がEnel, S.p.A.、スペインにおける代表者がEnel Iberia, S.L.U.で、ENEL, S.p.A.（イタリア親会社であるエネル・グループ）が少なくとも75%又は70%（上場被投資会社若しくはその子会社の場合）持分を保有し、企業グループの連結利益の課税についてスペインの法令に規定された要件を充足する会社は、連結納税グループに統合されており、ENEL, S.p.A.がその親会社、ENEL Iberia, S.L.U.がスペインにおける代表会社となった。

  2023年12月31日現在、連結納税グループを構成していた会社は109社（2022年12月31日現在では97社）であり、その詳細は以下の通りである。Enel Iberia, S.L.U.、エンデサS.A.、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.、Endesa Energía, S.A.U.、Endesa Financiación Filiales, S.A.U.、Endesa Generación, S.A.U.、Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.、Enel Green Power España, S.L.U.

  エンデサは2023年に、子会社であるエンデサ・エネルギア社（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A.U.、注7参照）を通じてエネルギア・セウタXXIコメルシアリザドーラ・デ・レフェレンシア社（Energia Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.）の全株式を取得し、21／02番号の連結納税グループの一員となった。その結果、2024年1月1日以降、企業グループの連結利益の課税に関する規定の要件を満たすため、エネルギア・セウタXXIコメルシアリザドーラ・デ・レフェレンシア社（Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.）は、エンデサ社が属する連結納税グループに含まれることになる。

- 連結納税グループ21／02、スペインにおける親会社及び代表者はEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.Aである.。この課税グループは、エンデサが同社を傘下に収めた後に設立され、2023年12月31日現在、以下の2社で構成されている。セウタ電力会社（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.）及びセウタ配電会社（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.）。

エンデサの他の子会社は、各国で施行されている税法に準拠して個別に納税申告している。

当期の法人所得税費用は、税務目的上認められている控除を考慮した後の当年度の課税所得（欠損金）に対して税率を適用することで生じる各会社の当期税金に、繰延税金資産及び負債の変動、及び税務上の繰越欠損金及び未使用の税額控除を加算した合計額として算出されている。

資産及び負債の帳簿価額とそれら課税標準上の金額との間の差異により、繰延税金資産又は負債が発生する。これは、資産が実現し又は負債を弁済する期間において適用されると想定される税率で算出されている。

繰延税金資産は、企業結合以外の取引における資産及び負債の当初認識から生じるもの、取引日時点において課税対象利益にも会計上の利益にも影響を与えず、かつ取引時点において課税対象一時差異と控除対象一時差異が等しく生じないものを除き、すべての控除対象一時差異について認識される。

繰延税金資産は、また、子会社、支店及び関連会社に対する投資、ならびに共同取決めに対する持分に関連する控除可能な一時差異についても、予見可能な将来において一時差異が解消する可能性が高く、一時差異を利用できる課税利益が確保される範囲において認識される。

法人所得税及び繰延税金資産及び負債の変動は、それらを発生させる利益又は損失が認識された勘定科目に応じ、連結損益計算書又は連結財政状態計算書の資本において認識される。

繰延税金資産及び税額控除は、連結法人が、関連する一時差異を回収する又は税額控除を利用するのに充分な将来の課税対象利益を獲得する可能性が高いと判断される場合に限り、認識されている。

繰延税金負債は、のれんの当初認識、企業結合以外の取引における資産又は負債の当初認識から生じるもの、又は取引日時点において課税対象利益にも会計上の利益にも影響を与えず、課税対象一時差異と控除対象一時差異が等しく生じないものを除き、すべての課税対象一時差異について認識される。

ただし、繰延税金負債は、子会社、支店及び関連会社に対する投資、あるいは共同取決めに対する持分に関連する課税可能な一時差異についても、一時差異が解消される時期がコントロール可能であり、かつ予見可能な将来に一時差異が解消されない可能性が高い場合を除き、認識される。

年度中の経済事象から生じた税額控除は、未払法人所得税費用から控除する。ただし、当該税額控除が実現できるか疑義がある場合はこの限りではなく、実現できない限り当該税額控除は認識されない。

認識された繰延税金資産及び負債は、各報告期間末に依然として存在するかどうかを確認するための見直しを受け、適切な調整が行われる。

不確実な税務処理

加えて、エンデサは、課税上の純損益、課税標準、税務上の繰越欠損金又は税額控除、或いは関連する税率を決定する際に、不確実な税務処理に関する不確実性の影響を反映している。この目的で、不確実性の解決の最善の予測をもたらす方法を決定するために、不確実な税務処理の各々を別個に考慮すべきか1つ又はそれ以上の他の不確実な税務処理と併せて考慮すべきかを評価する。税務当局が不確実な税務処理を容認する可能性が低いと結論付けられた場合には、エンデサは、一般的に最も可能性が高い方法による金額、すなわち、起こりうる結果の範囲内の最も可能性が高い単一の金額を用いて不確実性の影響を反映している。

不確実な税務処理に関連する負債又は資産は、当期税金資産又は繰延税金資産、当期税金負債又は繰延税金負債として表示されている（注記25.1、40参照）。

行政検証

現行法の下では、税額は税務当局による提出された申告書の調査が完了するか、4年間の時効期間が経過するかのいずれかまで、確定したとみなすことはできない。

2023年12月31日現在、以下の事業年度が税務調査中である。

	2023年12月31日現在
連結法人所得税納税グループ（番号572／10）	2006年度及び2019年度以降の事業年度
連結法人所得税納税グループ（番号21／02）	2019年度以降の事業年度
その他のエンデサの子会社	2019年度以降の事業年度

2023年中に、税務当局は、2019年から2022年までの法人所得税、及び2020年から2022年までの付加価値税（VAT）及び源泉徴収税について、番号572／10の連結納税グループの検証及び調査手続きを開始し、その結果、偶発債務が発生する可能性がある。本連結財務諸表の作成日現在、当該手続は検査機関による情報収集及び分析の段階にあるため、当該手続から生じ得る経済的影響を見積もることはできない。

(p) 収益及び費用の認識

p.1.顧客との契約から生じた収益

I. 一般的な収益認識要件

一般的な要件として、エンデサは、その通常の事業から生じる収益を、顧客と契約上合意した財の引渡し又はサービスの提供が契約期間中に行われ、かつ当該財又はサービスと交換に権利を得ると見込まれる対価である金額をもって認識している。

とりわけ、エンデサは顧客との契約から生じた収益の認識において以下の段階に従っている。

1. 顧客との契約の特定。
2. 契約履行義務の特定。
3. 取引価格の決定。
4. 契約履行義務間の取引価格の配分。
5. 履行義務が充足された場合の収益認識は、履行義務が長期的に充足されるのか、ある時点で充足されるのかを判断することによって行われる。

1つの契約が複数の財又はサービスを含む場合、個別に又は集合的に会計処理すべきかについて評価するため、エンデサは財／サービスの個別の特性及び契約の内容中にある約定の性質の両方を検討し、関連する法令上及び規制上の枠組みの下の特定の契約に関する全ての事実及び環境の評価も行う。履行義務の充足時期を決定する際、エンデサは、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移転された時点を評価している。

複数の履行義務を伴う顧客との契約（顧客に電気、ガス、その他の付加価値サービスを提供するバンドル販売契約）の場合、取引価格は、契約当初に決定された各履行義務の独立販売価格に基づいて、各履行義務に配分される。独立販売価格は、類似の状況において類似の顧客に対して個別に販売された場合の当該商品の販売取引における観察可能な価格に基づいて見積られる。観察可能な市場価格がない場合には、入手可能な情報に基づく最も適切な評価方法に基づいて価格を見積もる。

顧客との契約から生じた資産及び負債

エンデサは、顧客との契約を、エンデサの実績及び顧客による支払の関係に従って、契約上の資産又は負債として連結財政状態計算書で表示している。

- **顧客との契約は、顧客への財又はサービスの移転以前に顧客が対価を支払った場合は、既に対価を受領しているため、財又はサービスの顧客への移転に対するエンデサ側の義務が存在するものとして、顧客との契約に係る流動負債として表示される。**

- **顧客との契約は、顧客が対価を引渡す前にエンデサが財又はサービスを顧客に移転した場合は、エンデサが顧客に移転した財又はサービスについて対価を受け取る権利があるものとして、顧客との契約に係る流動資産として表示される。エンデサは、営業債権として表示された金額から当該金額を除外する。**

本人か代理人かの検討

顧客への財又はサービスの提供において第三者が関与している場合、エンデサはその約定債務の性質が、エンデサ自身が顧客への財又はサービスを提供するもの（エンデサが本人として行動）であるか、又は約定債務によりこれらの財又はサービスの供給を第三者に代わって管理するもの（エンデサが代理人として行動）のいずれかで構成される履行義務であるかについて分析を行う。

エンデサが本人として行動する場合、移転された財又はサービスと交換に権利を得ると見込まれる対価の総額を収益として認識するが、代理人として行動する場合には、もう一方の当事者に対する財又はサービスの提供の手配と交換に権利があると見込まれる支払額又は手数料額を収益として認識する。

II. セグメント別の収益認識に対する特別基準

以下は、エンデサの主な収益の種類をセグメント別に詳細に示したもので、その性質と履行義務の時期、及び会計処理の両方を示している。

セグメント	収益の種類	執行義務の性質と履行時期	会計処理
	電力及びガスの販売。	-電気とガスの販売額には、自由化市場での販売額と規制市場での販売額の両方が含まれ、ガスは最終処分価格（TUR）、電気は小口需要家向け任意価格（PVC）で販売されている。 -顧客との電気及びガスの販売契約において、約定された資産は、実質的に同一で、かつ移転パターンが同一である一連の別個の資産に該当するため、単一の履行義務として識別される。当該執行義務は、エネルギーを顧客に引き渡した時点で認識される。 -エネルギー供給に対する受領対価は、エネルギー供給の各時点で、顧客との契約で設定された価格に従って評価される。	-電気及びガスの売上は、顧客に引き渡された日に、期間中の供給量に応じて、未請求の場合で契約において定められたユニット価格に従っている場合であれば、収益として計上される。したがって、収入には、顧客のメーターでまだ読み取られていない供給エネルギーの見積もりが含まれる（注記32参照）。 -請求保留中の顧客に供給済みエネルギーの見積りに用いられる手法は次の通りである。 -顧客のメーター未計測の供給済みエネルギーからの収益は、各顧客タイプの供給済みエネルギー量及び通常の価格構成要素の見積りに基づいている。 -エネルギー供給量（GWh）は、 以下のパラメータから推定される。 i.その期間に市場で購入されたエネルギーは、セントラル・バー（bc）で表示され、このことは、注文を通じて既知のデータである。 ii.最新の利用可能な実際の情報で継続的な更新を確立したパラメータに基づく送配電エネルギー損失による見積り iii.顧客に請求する実際のエネルギー量 -供給された総エネルギーの見積もり（i）-（ii）と既に請求されたエネルギー（iii）の差は、請求待ちのエネルギー量に相当する。 -価格（€／GWh）については、 以下の構成要素から見積もられている。 i.その期間中に市場で購入した全ての構成要素を含むエネルギーコストに、顧客消費情報からの逸脱推定値を加算 ii.接続料率に基づく送配電費、及び iii.契約に定めるパラメータ及びカタログ上の各財に従って顧客が契約した各財関連の利益
発電及び配電	卸電気販売	-卸売市場に係る電力販売において、約定財は、実質的に同一で、かつ移転パターンが同一である一連の別個の財に対応するため、単一の履行義務として識別される。当該執行義務は、卸売市場で、エネルギーを顧客に引き渡した時点で認識される。	-これらの収益は、供給された電力と付帯サービスに基づき、供給された日に収益として認識される。
	再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物発電事業	それは、2014年6月6日付け勅令法第413／2014号により特別な報酬制度が制定されており、合理的な収益を確保し、同等の立場で他の技術と競争できるようにするため、半島平均価格に上乗せされた収益を許容するよう、再生可能エネルギー、熱電併給、廃棄物からの発電事業を規制している（注記6参照）。 -同様に、2014年6月6日付勅令法第413／2014号第22条には、「市場価格の乖離に対する調整価値」と呼ばれるメカニズムが盛り込まれている。これは、規制半期期首に規制当局によって見積もられ、具体的な報酬の決定において考慮された売電価格を、各半期期における実際の市場価格で調整するもので、毎年プラス又はマイナスの収支が発生し、次の規制半期期の報酬パラメータの見直しに反映され、この報酬は、施設の残りの耐用年数の間、特定の報酬の高低によって補償される。	-こうした収益は、設定された合理的な収益性の目標を達成するために電力市場からの収益の補完として上乗せする報酬であるため、エネルギー販売が市場に移される際に計上される。 -同勅令法第22条の規定に従い、エンデサは原則として、2014年6月6日付勅令法第413／2014号に基づき発生した市場の乖離（プラス及びマイナス）を、補償制度から離脱することが補償制度に留まるよりも著しく不利な経済的結果をもたらさない限り、それぞれ記録する。
	非半島領土（TNP）における発電量	-報酬は規制されており（注記6参照）、基本的に施設の操業及び利用可能性に基づいている。既述の報酬の一部は半島平均価格で販売されたエネルギーの評価額で受領し、残りは、定められた報酬に達するまで、国家市場競争委員会（CNMC）による決済から受け取られる。	-これらの収益は、売電が市場に移される際に計上される。

配電	配電事業により規制された収益。	-国家市場競争委員会（CNMC）は、配電会社に認められている報酬を決定する責任を負っている。 -この履行義務は一定期間にわたり履行され、通常の事業からの収益として認識される。	-これらの収入は、スペインの電力部門の規制の枠組みに従って計上されている（注記6参照）。

p.2.**その他の収益及び費用**

資本性金融商品から受領する配当金は、受領する権利が連結損益計算書で発生した日に収益として認識される。

償却原価で認識される金融資産及び金融負債は、利息収益及び利息費用を、関連する発生期間中の元本残高に適用される実効金利法を用いて認識する。受取利息は、経済的便益が当社に流入し、その金額を信頼して測定できる可能性が高い範囲で認識される。さらに、金融収益及び金融費用は、また、償却原価で測定される金融資産及び負債の双方に該当するデリバティブ以外の金融商品、純損益を通じて公正価値で強制的に測定される金融資産及び公正価値で測定される金融負債の公正価値の変動も含む。

エンデサは、非金融資産の購入又は売却契約を、現金又はその他の金融資産により純額で決済して正味額で認識する。これらの非金融資産を受領し又は引渡す目的で締結され維持される契約は、購入、販売の契約条件又は事業体が想定する使用要件に基づいて認識される。

費用は発生主義に基づいて認識される。将来の経済的便益を発生させないか又は資産としての認識適格を満たさない支出は、即時に費用認識される。

(q) 公正価値測定

公正価値は、評価日時点の市場参加者間の秩序だった取引において、資産の売却で受け取る、又は負債の移転に対して支払う価格と定義される。

評価額は、当該取引が主たる市場、すなわち当該資産又は負債の取引量が最多又は最も活発な市場で行われるという前提に立って算出される。主たる市場が存在しない場合、取引は最も有利な市場、すなわち資産の売却から受け取る金額を最大化する、又は負債を移転するための支払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、資産又は負債の価格が設定される際に、市場参加者は自らの最良の経済的利益のために行動しているという理解の下で、市場参加者によって行われる仮定を適用して算定される。市場参加者は相互に独立しており、十分に情報を得ており、資産又は負債の取引を遂行することが可能で、取引を遂行する動機を有しているが、いかなる形でも取引を遂行する義務はなく強制もされない。

公正価値で測定される資産及び負債は、次のレベルに分類される（注記45参照）。

- **レベル1。公正価値は、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格に基づいて算定される。**

- **レベル2。公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、該当する資産もしくは負債について直接的もしくは間接的に観察可能なインプットに基づいて算定され、すべての場合において、専門会社の出版物から入手した引用を参照すること。資産又は負債の種類別にレベル2に含まれる公正価値を決定するために用いられる方法及び仮定は、各決算期の最終営業日現在の各通貨に関してゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて将来キャッシュ・フローの見積りを現在価値に割引き、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算した値を考慮する。これらの測定は、全て内部ツールを用いて行われる。**

- **レベル3。公正価値は、観察可能な市場データに基づかない資産又は負債に関するインプットに基づいて算出される。具体的には、主に契約条件、市場カーブ、照準、ボラティリティといった一連のパラメータに基づく分析的近似式に基づいて評価される。基盤モデルと市場相場に基づいて、価格カーブが算出される。**

エンデサは、資産及び負債の公正価値を測定するために、状況に適合し、公正価値評価のために充分なデータが利用可能であり、主要な観察可能変数の利用を最大化し、観察不能変数の使用を最小化する評価ツールを使用する。

(r) 1株当たり利益(損失)

基本的1株当たり純利益は、親会社株主に帰属する当期純利益を、エンデサが保有する親会社平均株式数を除き、期中の加重平均発行済普通株式数で割ることによって算定されている。

継続事業及び非継続事業の基本的1株当たり利益は、各々、非支配持分に対応する部分を控除した継続事業及び非継続事業の各税引後利益を、エンデサが保有する親会社平均株式数を除いた、期中の加重平均発行済親会社普通株式数で割ることによって算定されている。

2023年度及び2022年度中において、エンデサは、基本的1株当たり利益と異なる希薄化後1株当たり利益を生じさせる、潜在的に希薄化効果のある取引を行っていない(注記19、35.1.8、35.1.12参照)。

(s) 配当金

受取配当金は、当該配当金を回収する権利が発生した際に認識される。

支払配当金は、権限を有する機関、通常、中間配当の場合には取締役会、準備金取崩しによる配当又は最終配当の場合は株主総会によって、承認された日に、「資本」の減少として認識される(注記35.1.10参照)。

(t) 株式報酬

当社は、上級役職者である特定のグループ会社の従業員に、株式に基づく報酬制度を付与している。この制度により、エンデサが、当該従業員が提供するサービスと引き換えに資本性金融商品での支払を行っている。このような制度には、資本性金融商品の価値に基づく金額の現金による支払との組み合わせもある(注記47.3.5参照)。

エンデサは、従業員が提供したサービスを、取得時に連結損益計算書で「人件費」として認識しており、一方、取引が自己資本性金融商品で決済される場合、それに対応する資本の増加は、連結資本変動計算書の「その他の資本性金融商品」で、また取引が資本性金融商品の価値に基づく金額の現金で決済される場合、対応する負債を連結財政状態計算書の「長期引当金」で認識している。

一定期間内にサービスを完了する必要のある取引については、サービスが当該期間を通じて提供される範囲で認識している。

従業員に対して資本性金融商品で決済される取引の場合、認識の対象となる提供されたサービスと資本の増加の両方を、譲渡協定の付与日における資本性金融商品の公正価値で評価している。

受領した財及びサービスを認識した場合、前項の規定に従って、対応する資本の増加と同様に、取引の取消可能期限以降の資本の追加の調整を行わない。

現金で決済する取引については、受領した財又はサービス及び認識される負債は、それらの認識の要件が満たされた日の負債の公正価値で評価される。その後、その決済が完了するまで、対応する負債は各年度の決算日における公正価値で評価され、期中に生じた評価の変動は全て連結損益計算書に認識される。

公正価値は、株式の付与日における市場価値を参照し、業績評価期間中の従業員が権利を有していない配当金の見積額を差し引いて算定される(注記47.3.5参照)。

(u) 自己株式

エンデサが当期中に取得した自己株式は、連結財政状態計算書の「株式及び出資」の項で資本からの直接控除として、交換される対価の価値で認識される(注記35.1.8参照)。

資本性金融商品の取得と売却による結果は資本に直接計上し、いかなる状況においても連結損益計算書で認識しない。

(v) 関連当事者との取引

関連当事者とは、直接的に若しくは1つ又は複数の中間会社を経由して間接的に、エンデサが支配権又は共同支配権を行使するか、重要な影響力を有する当事者、又はエンデサの経営陣の主要メンバーである、エンデサを巡る当事者をいう。

当社の関連当事者との取引は全て独立企業間取引で履行されている。譲渡価格は充分に裏付けられており、その結果、当社取締役は、将来において重大な債務を発生させうる重大なリスクはないと考えている（注記47参照）。

(w) 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

エンデサは、帳簿価額が、継続使用を通じてではなく主に売却取引を通じて回収される非流動資産又は処分グループを、売却目的で保有する非流動資産として分類している。売却目的保有として非流動資産又は処分グループを分類するためには、当該資産又は処分グループが、売却取引において通例かつ慣習的な条件にのみに従い現在の状態で売却可能でなければならず、かつ、当該取引の可能性が非常に高いとみなされなければならない。

エンデサは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を償却せず、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い方で測定する。

エンデサは当該カテゴリーに分類された資産に係る当初及びその後の減損損失は、非継続事業でない限り、連結損益計算書に継続事業からの純損益とともに認識する。

非継続事業とは、エンデサの事業の構成要素のうち、処分された又は売却目的保有に分類され、その事業及びキャッシュ・フローが他の事業と明確に区別され、重要で他の事業とは別個に考えることができる別個の主要な事業ライン又は事業地域を表すもの、別個の主要な事業ライン又は事業地域を売却する単一の協調計画の一部であるもの、又は専ら再販を目的として取得した子会社をいう。

エンデサは、損益計算書の「非継続事業からの税引後利益」の下に、非継続事業からの税引後利益、及び売却費用控除後の公正価値での測定、又は非継続事業を構成する資産又は処分グループの処分により認識された税引後利益を表示している。

注記4.新会計基準、改訂及び解釈

連結財務書類作成日現在、以下の基準、基準の改訂及び解釈指針が欧州連合によって採択され、2023年12月31日に終了する年度の連結財務書類において初度適用されている。

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期： 以下以降に開始される事業年度
IAS第1号「財務諸表の表示」及びIFRS実務記述書第2号の改訂。重要性の判断の行使。	2023年1月1日
IAS第8号「会計方針、会計上の見積りの変更及び誤謬」の改訂。会計上の見積りの定義	2023年1月1日
IFRS第17号「保険契約」改訂を含む。	2023年1月1日
IAS第12号「法人所得税」の改訂。単一の取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金	2023年1月1日
IAS第12号—*法人所得税の改訂*。国際税制改革-第二柱モデル規則	2023年1月1日

(1) IFRS第17号「保険契約」の改訂を含む。IFRS第17号及びIFRS第9号の初度適用-比較情報（2021年12月9日公表）及びIFRS第17号の改訂（2020年6月25日公表）。

これらの改訂及び改善は、IAS第12号「法人所得税：単一の取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金」の改訂を除き、2023年12月31日に終了する連結会計年度の要約中間連結財務諸表に重要な影響を及ぼさなかった。

IAS第12号—法人所得税の改訂。単一の取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金

2023年1月1日から適用される改正により、エンデサは2022年1月1日時点で、使用権資産及び関連するリース債務の当初認識時に発生した一時差異について、それぞれ129百万ユーロ及び131百万ユーロの「繰延税金資産」及び「繰延税金負債」を認識した（2023年1月1日、それぞれ107百万ユーロ及び110百万ユーロ）。この累積的影響は、2百万ユーロのマイナスとなり、「資本」に計上された。

この修正による2022年度の連結損益計算書への影響は1百万ユーロ未満であり、マイナスであった。

IAS第12号の改訂ー法人所得税ー国際的な税制改革。柱となる2つのモデル規則

2023年12月31日現在、エンデサが事業を行ういずれの国でも「第二柱法」は発効していないため、IAS第12号「法人所得税」の改訂-国際的な税制改革が適用される。経済協力開発機構（OECD）の第2柱モデル基準の適用から生じる繰延税金の会計処理に一時的な例外を導入し、遡及適用する第2柱モデル基準によるエンデサの連結財務諸表への影響はない（注記18参照）。

注記5.非財務事項に関する情報

5.1.気候変動

エンデサは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）及びパリ協定の目標に沿って、事業を行う社会が直面する主要な課題に対応し、エネルギー移行を牽引することを目指したビジネスモデルを追求している。当該目的は、全ての利益関係者において共通の価値を創造し、価値連鎖全体に持続可能性原則及びコミットメントを広めることで、世界気温における平均上昇を産業革命前と比較して1.5°C以下に抑制する目標の達成を支援することにより、経済の脱炭素化の課題に取り組むことである。

当該事業モデルの戦略アプローチはエンデサのビジョン、使命及び価値を表している。

具体的には、2024-2026年戦略計画は以下の戦略軸に基づいている。

戦略軸	行動	業績
収益性、柔軟性、回復力	• 柔軟性と弾力性を高めるための選択的資本配分。 • 「パートナーシップ」モデルに焦点を当て、リスク・リターン・プロフィールの最大化とアセット・ローテーションを図る。	• 当社の発電構成の脱炭素化の道筋に適合する。 • 国内及び法人顧客への付加価値サービスと、非排出源からの電力供給に重点を置く。
効率と効果	• キャッシュ創出の最大化に注力する。 • インフレとコストのバランスを取るためのコスト管理と合理化された構造。	
財務及び環境の持続可能性	• 気候変動という課題に取り組みながら、財務の安定、価値の創造を目指す。	

この2024-2026年戦略計画は、新たなエネルギー事情に適合したもので、より選択的かつ効率的な資本配分戦略に基づいている。その結果、2024年から2026年までの新計画で予定されている投資総額は、前計画と変わらず、89億ユーロと見積もられている。このため、クリーン電化の2本柱である配電網と再生可能発電は、引き続き成長の重要な柱となる。

エンデサは、あらゆる機会を捉える準備を確実にすることで、エネルギー転換を主導し、可能にすることを決定した。当社の戦略は、エネルギー転換に完全に焦点を当てており、計画されている投資の90%以上が持続可能な開発目標（SDGs）のいずれかを改善するために予定されている。これにより、エンデサは「設計による」リスク軽減を採用し、中長期的に特定された関連現象を考慮する姿勢をとることで機会を最大化することができる。こうした戦略的決定は、当社で実施されている最善の業務慣行によって支えられている。

気候変動戦略は、関連するすべてのリスクと機会とともに、2023年12月31日に終了する年度の連結経営報告書のセクション5.3-気候変動及び6.4.1a.2-気候変動リスクに記載されており、これらは気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）の提言に完全に沿ったものである。

これに基づき、また、欧州証券市場監督局（ESMA）の勧告及び国際会計基準審議会（IASB）により2020年11月に公表され、2023年7月に改訂された資料「財務諸表における気候変動問題の影響」に沿って、エンデサは2023年12月31日に終了する年度の連結財務書類に以下の注記で気候変動に関する開示を含めている。

主題	注記	内容
気候変動に関連する見積り	3.1、5.1.1	• 気候変動問題が会計上の見積りに与える影響。パリ協定のコミットメントや有形・無形資産の耐用年数への影響に加え、資金生成単位（CGU）の将来キャッシュフローの現在価値の見積りに焦点を当てている。
規制の枠組み	6	• エネルギー戦略及び気候フレームワーク • 欧州。エネルギー及び環境に関連する欧州規制、及び持続可能性金融
持続可能性投資及び約定取得	7.1、20.1、20.2、23.1、23.2	• 再生可能発電、送電網整備に関連するインフラ、モビリティ、都市、電子産業、ホームオートメーション事業の発展に向けた投資計画及び資産取得のコミットメント。
非金融資産の減損	3.2f.3、5.1.1、20.3、23.3及び24.1	• 減損損失の判定のための非金融資産の測定に係る気候変動へのコミットメントの影響
引当金	37.2及び37.3	• 施設閉鎖に向けた従業員及び将来費用に関するエネルギー移行を伴う義務
持続可能性金融	41.3及び5.1.2	• 新しいコマーシャル・ペーパー・プログラムなど、持続可能性条項付きの金融債務。「エンデサS.A.SDG13ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラム」（ECP）及びその他の金融取引を実施した。
長期売電契約	3.2h.5.2及び45.5	• 長期売電契約（PPAs）の主な特徴。
株式に基づく報酬	47.3.5	• 持続可能性目標と連動する変動報酬
環境目標に関連する市場メカニズム	3.2i.2、3.2i.3、3.2l.3、3.2l.4、5.1.3、10.3、31.1、31.2、37.3、5.1.3	• 二酸化炭素（CO_2）排出枠及び原産地保証の記述及び会計 • 費用及び関連引当金の認識

5.1.1.気候変動とエネルギー転換のリスクと影響に関する見積もりと会計判断

気候変動及びエネルギー転換の影響に関連して報告された特定の資産、負債、収益、費用及びコミットメントを定量化するために、エンデサの経営陣が使用した主な見積り及び会計上の判断は以下の通りである。

(a) 非金融資産の評価における気候変動へのコミットメント

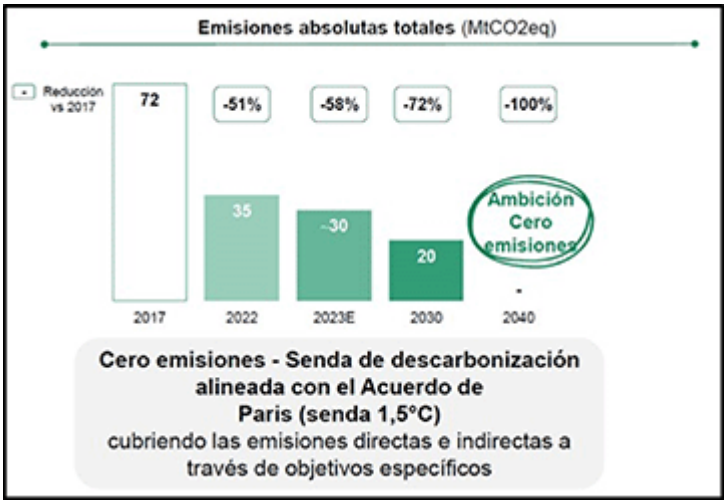
エンデサは、産業革命以前に比べて気温を1.5℃以上上昇させないというパリ協定の目標に沿って、持続可能なビジネスモデルの開発に全力で取り組んでいる。エンデサにとって、気候変動との闘いは前例のない挑戦である。これまで承認してきた一連の戦略計画を通じて、野心的な目標を設定してきた。

2023年11月23日に発表された「2024-2026年戦略計画」は、この長期的アプローチをさらに示すものであり、気候変動がもたらす課題に対処しつつ、財務の健全性、環境の持続可能性、価値の創造を達成することを目指しており、これらはすべて、戦略的行動指針を追求することによって達成される。

エンデサは、アルクディア発電所の運転終了と、2023年のスペイン半島最後の石炭発電所（アス・ポンテス）の閉鎖認可取得後、2027年にスペインにおける石炭の完全撤退を維持する。当社は、2040年までに完全な脱炭素化を達成し、100%排出ガスのない発電を実現し、ガス事業を放棄するという野心を維持している。

これらの仮定は、非金融資産の減損テストを実施するために使用される主要な仮定に価値を割り当てるために使用されるアプローチにおいて考慮される（注記3.2f.3参照）。

2040年までの完全な脱炭素化への道。



気候変動がエンデサの事業に最も関連する規模に与える影響を分析することは、複雑な作業であり、シナリオの枠組みを定義し、首尾一貫した分析を行う必要がある。エンデサは、気候、エネルギー、マクロ経済のシナリオを、短期（1～3年、戦略計画に基づく感度分析が可能）、中期（2027～2034年、エネルギー転換の影響と国家統合エネルギー・気候計画（PNIEC）の影響を評価可能、）、長期（2035-2050年、エネルギー転換の顕著な効果に加え、気候レベルの慢性的な構造変化が顕在化し始める時期）の中で用い、戦略計画の柔軟性と回復力を評価し、発生するリスクと機会を特定する。当該シナリオは、気候変数の変動の影響（物理シナリオ）、規制面及び技術面の傾向（移行シナリオ）を、各々、究極事象、慢性現象及び移行の観点から分析することを可能にする。

そこで、エンデサはキャッシュ・フロー予測の見積りに用いた合理的かつ持続可能な仮定に気候変動がどのように影響したかを判定するために、気候変動問題を評価した。エンデサはその長期的展望（2050年度）を構築するにあたり、気候変動から生じる以下の影響を考慮した。

- **結論値の推計では、2026年度から2050年度にわたる展望からスペインにおける電力需要の予想傾向に沿った長期的な成長率を考慮している。これはエンデサのエネルギーモデルを用いて見積られている。当該モデルは、エンデサが長期計画で選択した物理シナリオ及び移行シナリオに従ってエネルギー移行に関連する気候変動及び傾向が原因で発生する気温に関する仮定を考慮して需要を定量化することが可能であり、いずれもパリ協定の目的及び5.3.2項「気候戦略」に記載されているスペイン国家エネルギー気候計画2021-2030（NECP）（現在改訂中）の目標と一致している。連結経営報告書の長期シナリオ。**

- **基礎的な気象条件（気温、降水量、風速、太陽光発電量）の予測に関連する、エンデサの再生可能資産の水力、風力、太陽光発電量のレベルの変化を織り込んでいる。**

- **エンデサの長期目標である2040年までの完全脱炭素化、100%無排出発電の達成に沿った石炭・燃料複合発電所の廃止費用の見積もり。**

(b) 気候変動リスク及びエネルギー転換リスクに曝されるエンデサの主な資産

ビジネス	資産の種類と気候変動による主な影響
発電	**石炭火力／重油火力発電所** エンデサは、2027年までに石炭火力発電の完全停止を達成する計画であり、2023年12月31日時点で稼動している発電所の閉鎖に向けて引き続き取り組んでいる。 ・ 火力発電所に関して。 － 2023年8月、アス・ポンテス火力発電所の閉鎖認可が下り、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の帳簿価額は0百万ユーロとなった。 － 稼働を続けるアルクディア火力発電所の3号機と4号機に関しては、2021年8月17日以降、最大500時間／年で稼働している。2023年12月31日現在の帳簿価額は26百万ユーロ（2022年12月31日現在。25百万ユーロ） ・ 非本土地域発電（TNP）に関連する資金生成単位（CGU）に属する重油火力発電所に関しては、2023年12月31日現在の帳簿価額は406百万ユーロ（2022年12月31日現在。487百万ユーロ）。 － 2023年、エンデサが主要発電事業者である非半島領土（NPT）（カナリア諸島、バレアレス諸島、セウタ及びメリリャ）における競争的同意手続きの要請が遅れることは、発電パークを更新したり、より排出量の少ない燃料を利用したりする可能性が阻害されることを意味する。これらすべてが、老朽化が進む発電パークとともに、これらの電気システムにおける温室効果ガス（GHG）の排出に重要な影響を及ぼしている。
	再生可能発電設備 ・ エンデサは、直接排出（スコープ1）と間接排出（スコープ2と3）の両方を含む、パリ協定に沿った脱炭素化パスウェイ（1.5℃パスウェイ）を策定しました。これを成功させるため、エンデサは（イベリア半島内外の）すべての発電活動を100%排出なしにするため、新たな再生可能エネルギーの導入に奔走してきた。 ・ 2023年12月31日現在、再生可能エネルギー発電設備に関連する有形固定資産の帳簿価額は4,163百万ユーロ（2022年12月31日。3,752百万ユーロ）。 ・ 再生可能発電設備の利用価値は、気候変動に関連する潜在的な物理的影響、特に水資源、太陽資源、風力資源の不足によって変化する可能性がある。また、規制の変更、エネルギー需要、売電・買電価格の想定によっても影響を受ける可能性がある。
配電	**流通ネットワーク** ・ 2023年12月31日現在、送配電設備に関連する有形固定資産の帳簿価額は12,414百万ユーロ（2022年12月31日。12,233百万ユーロ）。 ・ エンデサは、配電網と需要側の電化が気候変動緩和の鍵であると考えている。そのため、規制対象となる配電資産への投資は、品質の向上、損失の削減、回復力の強化、新規接続要求の統合を目的としている。 ・ 配給事業は、規制変更や異常気象の影響を受け、サービス品質に影響を及ぼす可能性がある。配電網もまた、再生可能エネルギー発電所の増加や、付加価値サービスや顧客への電力供給の拡大という観点から、エネルギー転換を促進するために必要な統合要素としての課題に直面している。
給電	**コストと充電ステーションの確保** ・ 気候変動とエネルギー転換の脅威にさらされる供給事業の非金融資産には、特に顧客獲得コストと充電ステーションが含まれるが、これは主にこの新しい環境における需要の動向によるものである。

(c) 廃炉費用引当金

気候変動に関連して、エンデサは、2040年までに再生可能エネルギーによる発電を100%達成するという長期目標に沿った石炭・燃料複合発電所の廃止費用と、配電網がクリーン電化の主軸であることから、配電設備の一部費用を見積もっている（注記3.2l.5参照）。当該引当金は現在価値で計上されている（注記37.3参照）。

(d) 二酸化炭素（CO_2）排出枠及び原産地保証の記述及び会計

二酸化炭素（CO_2）排出枠

エンデサは、2040年までに「ネット・ゼロ」を達成するという長期目標を掲げており、これは事実上ゼロ・エミッションを意味し、エミッション・フリーの技術的解決策がないエミッションについてのみ、中和手段の使用を検討している。

当年度の排出における二酸化炭素（CO_2）排出権を引渡す義務は、連結財政状態計算書の流動負債の「その他の短期引当金」で認識される。対応する費用が連結損益計算書の「*その他の変動仕入及びサービス*」で認識されている（注記3.2l.2参照）。

原産地保証

脱炭素化へのコミットメントに沿い、エンデサは再生可能エネルギーによる発電と販売の両方を推進することで、クリーンな電化の促進を目指している。

電力の販売に関して、エンデサは、販売する電力が再生可能エネルギー源又は高効率熱電供給から生産されたものであることを、これらの顧客への電力供給を証明する関連原産地保証を通じて、最終消費者に保証している。さらに、エンデサは、再生可能資源を利用する自社施設からのエネルギー生産に関しても原産地保証を行っている。

年度中に生じた原産地保証の交付義務は、連結財政状態計算書に「その他の流動引当金」の下に計上され、関連費用は連結損益計算書に「その他の変動仕入及びサービス」の下に認識される（注記3.2l.4参照）。

⑹ 繰延税金資産の回収可能性

各報告期間末に、認識された繰延税金資産は、気候変動及びエネルギー転換の影響を含め、回収可能性について検討され、分析結果を反映して適宜調整される（注記25参照）。

⑺ 規制

気候変動とエネルギー転換に関する規制の枠組みは常に流動的である。エンデサの活動は、広範な環境規制の対象となっている。現行の環境規制や要件を遵守できない場合、又は適用される環境規制や要件が変更された場合、当社の事業活動、業績、財政状態及びキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

2023年、EUは、最近のエネルギー危機にもかかわらず、野心的な気候変動目標に向けて順調に前進し続けた。これには、需要の電化、送電網の相互接続、蓄電システム、再生可能エネルギーの導入拡大、水素やバイオメタンといった他のエネルギー源の統合といった技術的側面が含まれる。しかし、EUのエネルギーシステムを変革する際には、エネルギー安全保障を確保し、エネルギー自給率を高め、クリーン技術の国内生産を拡大し、エネルギーをより安価なものにすることも重要である。

その中で、「Fit for 55」パッケージの主な立法案が展開され、欧州委員会は、2023年10月に国連枠組み条約にNDCの更新版を提出することができるようになった。

スペインに関しては、欧州の気候変動対策目標は、2021-2030年国家エネルギー・気候計画（NEPC）（現在見直し中）及び2021-2030年国家適応計画（NAP）に定められている（注記6参照）。

⑻ 訴訟

エンデサの活動は広範な環境法規制の対象であり、かかる法規制の不遵守はエンデサの事業、業績、財務状況に悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサ関連会社が関与している訴訟又は仲裁に関する詳細は、注記51に開示されている。

5.1.2.持続可能性金融

国連による持続可能な開発のためのアジェンダ2030及び気候変動に関するパリ協定の採択を受けて、欧州委員会は、資本の流れを持続可能な投資に振り向けさせることを目的の1つである「持続的成長へのファイナンス」で知られる行動計画を公表した。エンデサは、計画されている投資の80%以上が欧州連合分類法に沿ったものであると予測している。これと同じ意味で、戦略計画で予見される持続可能性目標に関連する総金融債務の割合は、2026年には80%を超えると予想される。したがって、エンデサの新たな資金調達は、そのほとんどが持続可能性の目標を組み込んだものである（注記41.4.2参照）。

エンデサが2023年に保有する持続可能な金融債務総額は9,210百万ユーロで、金融債務総額の67%（2022年12月31日時点ではそれぞれ11,817百万ユーロ、64%）に相当する（注記41.3参照）。

5.1.3.環境目標に関連する市場メカニズム

エンデサの各社は、国内及び国際的な環境規制の影響を受け、以下に述べる環境目標に関連する市場メカニズムに参加しています。

⑷ 環境目標に関連する市場メカニズムの条件と特徴

環境メカニズム	環境メカニズムの条件	特徴
排出量取引制度	-欧州連合（EU）は、温室効果ガス排出量削減のために非常に野心的な目標を設定し、この目標の遵守を促進するための基本的な要素として排出量取引制度を開発した。 -このメカニズムは欧州連合（EU）加盟国すべてに適用され、発電所と工業プラントの年間排出枠を設定し、利用可能な排出枠を段階的に削減することで達成される。 -排出枠の大半（57%）はオークションを通じて流通されるが、残りの43%は、炭素リーケージのリスクがあると考えられるセクターに属する施設に無償で割り当てられる。 -当該施設は、翌年の9月30日までに、前年度の排出量に相当する「欧州連合排出枠（EUA）」と呼ばれる排出枠を放棄しなければならない。	-パリ協定と当社の戦略目標に沿った排出削減を確実にする、法的に義務付けられた環境スキーム。 -2013年以降、火力発電に対する排出枠の無償割当はなくなり、電力会社は二酸化炭素（CO2）の排出枠を市場で購入しなければならなくなった。この仕組みは、企業が排出量を削減するための決断を下す動機付けとなり、EUをより持続可能な未来に近づける。 -火力発電事業で二酸化炭素（CO2）を排出するエンデサ社は、翌年の9月30日までに、前年度の排出量に相当するいわゆる「欧州連合許容量」（EUA）を納入しなければならない。 -エンデサは、ロシアとウクライナの紛争、地政学的緊張、エネルギー危機などの影響により、過去2年間に計画路線から大幅に逸脱したにもかかわらず、2015年のパリ協定の採択以来、わずか7年間で66%の累積排出量削減を達成し、2023年を締めくくった。 -2023年12月31日現在、棚卸資産は8億8,400万ユーロ、二酸化炭素（CO2）排出量を賄うために引き渡される権利の引当金は9億1,700万ユーロであった（注記31及び37.3参照）。
原産地保証	-この欧州の仕組みは、再生可能エネルギー源から発電されたエネルギーの利用を促進することを目的としている。 -スペインでは、国家市場競争委員会（Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia。CNMC）が原産地保証制度の責任者であり、原産地保証の発行と管理を行っています。 -企業は、再生可能エネルギーによる発電設備で発電したエネルギーの原産地保証を要求することができる。 -再生可能エネルギーを事業化する企業は、顧客への再生可能エネルギー販売量に相当する量の原産地保証を償還する義務がある。	-この仕組みは、販売される再生可能エネルギーを認定しなければならないエンデサの販売会社に影響を与える。つまり、電力販売活動において原産地保証を使用するエンデサの会社は、償還される保証に対応する月に再生可能エネルギー由来の電力を供給した消費者に割り当てられた原産地保証を、翌年に償還しなければならない。 -一方、再生可能資源を利用した自社施設でエネルギーを発電するエンデサ社は、国家市場競争委員会（CNMC）が発行する原産地保証を取得している。 -2023年12月31日現在、棚卸資産は合計109百万ユーロ、原産地保証引渡権引当金は147百万ユーロであった（注記31及び37.3参照）。

	-10月25日付の欧州議会及び欧州理事会によるエネルギー効率に関する指令2012／27／EUでは、最終エネルギー消費量の年間削減目標が義務化された。スペインでは、この目標の遵守は歴史的に以下のような形で実現されてきた。 a. 国家エネルギー効率化基金（FNEE）への拠出を通じて実施される国家義務システム。 b. 従来の基金では賄えないような代替措置で、その内容は多岐にわたる（税金、特定の広告キャンペーン、車両更新など）。 -この義務制度は、電力・ガス小売業者、石油製品・液化石油ガス（LPG）卸売業者（義務者）に年間省エネ義務を課すもので、前述の国家エネルギー効率化基金（FNEE）への支払いという形をとっている。しかし、2023年以降、販売業者と卸売事業者は、国家エネルギー効率化基金（FNEE）への資金拠出に加え、自主的に、いわゆる省エネ証書（CAE）を提供することで義務履行を完了することが認められている。 -毎年、省令が公布され、各主体が国家エネルギー効率化基金（FNEE）に拠出しなければならない最低額と、12月31日までに交付される省エネ証書（CAE）の枚数が定められる。期待された省エネ証書（ESC）がすべて提供されなかった場合、義務者は同等の追加拠出を行わなければならない。 -フランスでは、エネルギーと気候に関する欧州連合（EU）の合意を受けて、2005年に「POPE」法が制定され、エネルギー供給業者や燃料販売業者に対して、運輸、住宅、中小企業（SMEs）、農業の各分野における省エネルギーの創出や融資の義務が規定された。 -この義務は、影響を受ける部門の消費者への請求書に基づいて計算され、相当数のエネルギー効率証書（EEC）を提示することで果たされる。 -義務者が期間終了時に義務を果たさなかった場合、15ユーロ／MWhから20ユーロ／MWhの罰金が適用される。	-この仕組みは、国家エネルギー効率化基金（FNEE）に毎年拠出しなければならないエンデサの販売会社に影響する。国家エネルギー効率化基金（FNEE）への最低義務拠出割合が設定され、希望する場合は、年間義務を果たすために省エネ証書（CAE）を提示することができる。そうでない場合は、国家エネルギー効率化基金（FNEE）への拠出金によってのみ、年間義務額を満たすことができる（注6参照）。 -これらの目的のため、エンデサのマーケティング担当者は、省エネ証書（CAE）の取得を「委任された当事者」に委任することができる。Endesa X Servicios, S.L.U.は「委任科目」として登録された。
エネルギー効率証書 (CAE(1)、CEE)		-Endesa Energía, S.A.U.は、フランスの自由化された市場において、支店を通じて商業化活動を行っており、義務者としてこのメカニズムに参加している。 -エネルギー効率証書（EEC）の供給は、一次市場又は二次市場を通じて行われる。 -2023年12月31日現在、棚卸資産は合計11百万ユーロ、エネルギー効率証書引渡権引当金は14百万ユーロであった（注記31及び37.3参照）。

(1) 省エネルギー証明書（CAE）とは、エネルギー効率向上活動の実施後、新たに1kWh相当の最終的な省エネルギーが達成されたことを保証する電子文書である。

(b) 環境目標に関連する市場メカニズムに関する会計基準

二酸化炭素（CO_2）排出枠、原産地保証及びその他の環境証明書に関する記録及び評価規則は、注記3.2i.2、3.2i.3、3.2l.3及び3.2l.4に記載されている。

(c) 環境目標に関連する市場メカニズムに関する会計上の影響

環境目標に関連する市場メカニズムの費用

2023年度及び2022年度の連結損益計算書の「その他の変動調達及びサービス」に含まれる、環境目標に関連する市場メカニズムに関連する営業費用の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
二酸化炭素 (CO2) 排出枠の消費量		925	865
原産地保証及びその他の環境証書の消費		157	109
合計	**10.3**	**1,082**	**974**

エンデサが環境コンプライアンス義務で使用している二酸化炭素 (CO_2) 排出権、原産地保証、その他の環境証明書の数は以下の通りである。

	注記	2023年度		2022年度	
		二酸化炭素 (CO2) 排出枠 (千トン)	原産地保証及びその他の環境証書 (GWh)	二酸化炭素 (CO2) 排出枠 (千トン)	原産地保証及びその他の環境証書 (GWh)
期首残高		10,421	16,815	10,670	10,934
オートプロデュース		-	11,732	-	10,661
購入		13,824	13,625	10,262	12,063
売却		-	-	-	-
償還	31.1、31.2及び37.3	(13,271)	(22,939)	(10,511)	(16,843)
期末残高		10,974	19,233	10,421	16,815

環境目標に関連する市場メカニズムの費用をカバーするための引当金

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、二酸化炭素 (CO_2) 排出枠、原産地保証及びその他の環境証明書を管轄当局に引き渡す義務に関連する費用を賄うための引当金の構成及び動きは以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
二酸化炭素 (CO_2) 排出枠に関する引当金	31.1	-	917	-	862
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	31.2	-	161	-	81
合計	**37.3**	**-**	**1.078**	**-**	**943**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在残高	営業費用		業績 (注記16.1)	固定資産に計上された引当金の純額 (注記20)	支払	振替及びその他	2023年12月31日現在残高
		引当金	戻入					
二酸化炭素 (CO_2) 排出枠に関する引当金	862	925	(869)	-	-	-	(1)	917
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	81	157	(77)	-	-	-	-	161
合計	**943**	**1,082**	**(946)**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**1,078**

5.2.ロシア・ウクライナ紛争

ロシア‐ウクライナ紛争及びマクロ経済情勢

2023年12月31日に終了する年度のマクロ経済及び地政学的情勢は、エネルギー市場の不確実性と変動性に満ちていた。

- ロシアとウクライナの紛争は現在も続いており、すぐに収まる気配はなく、それが原料、主にガスの供給と価格に影響を与えている。さらに、中東における緊張の高まりと紛争、
- インフレ率の急上昇、サプライ・チェーンにおける緊張の可能性、中国経済の再開の影響、
- サイバーセキュリティ、
- 金利上昇という現在のマクロ経済の背景が、公的債務や企業債務の調達コストの上昇を招いている。

液体燃料市場は、ウクライナ紛争に起因するロシア産原油及びその他の製品の輸入に対して欧州連合（EU）が課した制裁措置が発効すると、均衡を保った。現在、北欧の主要な精製・貿易拠点では製品を入手することができる。エンデサ側は、非本土地域（TNP）プラント向けの燃料油と軽油の供給ニーズを、支払能力があり、独自のリファイナンス能力を有する企業と確保している。しかし、市場の緊張がこうした供給を妨げている可能性もある。

ガスについては、エンデサには制裁の影響を受ける取引先はなく、ロシアとのガス供給契約も締結していない。従って、当社のガス供給は保証されている。ロシアから欧州へのガスの引き下げ、特に権益譲渡ファシリティ（TTF）の影響を受けた欧州市場のガス価格は、2023年12月31日に終了する1年間は中立的な傾向をたどり、かなりのガス貯蔵量と需要の低迷にもかかわらず、非常に不安定であることが判明した。エンデサは、ガス販売からの予想収益をヘッジする戦略によりTTFのポジションを保有しており、流動性ニーズは、組織市場で取引される金融商品の証拠金取引の対象となる正味ポジションの結果、低下している。

ウラン（UF_6）に関しては、エンデサは原子炉の燃料補給に必要な核燃料を毎年賄ってきた。

現在の環境が複雑であることを踏まえ、欧州証券市場監督機構（ESMA）の勧告に従って、エンデサは、マクロ経済、金融及び商業上の変数における潜在的なリスクと変動、ならびに有効な規制措置を管理するために、ロシア・ウクライナ及び中東における紛争によって発生した現在の状況と変化の両方を監視し、連結財務諸書類に及ぼす可能性のある影響に関する見積もりを更新することを視野に入れています。この分析は下記の2023年12月31日に終了する事業年度に係る連結財務書類の注記に記載されている。

主題	注記	内容
継続企業の前提	2.2	グループ会社による事業業績に係る紛争及びマクロ経済環境の影響
規制の枠組み	6	紛争及び現在の環境の経済的社会的影響に対応してEU及び国家当局により採用された規制措置
非金融資産の減損	20.3、23.3、24.1	現在の状況の監視
棚卸資産	31	「引取保証」条項を含む契約に係る経済環境の影響
引当金	37	使用した数理計算上の仮定
金融商品	35.1.6、41	ビジネスモデル及び金融資産から生じた契約上のキャッシュ・フローの特性との調整、及び当該資産のカテゴリー間での再分類、エネルギー商品の評価及び決済の変動、金融商品の詳細及びヘッジ会計適用における適用規制の遵守
借入金	28、30、41.3	金融負債（借入金）の詳細。
エネルギー商品価格リスク	42.3	感応度分析。エネルギー市場における電気・ガス価格及びその他の原材料価格の変動。
流動性リスク	41.4、42.4	流動性ポジションの詳細
信用リスク	42.5	金融資産の減損の分析
集中リスク	42.6	サプライチェーンレベルでの契約に伴う供給遅延の可能性及びコンプライアンスの分析
公正価値測定	45	公正価値で測定される金融資産及び負債の詳細

上記に基づき、2023年12月31日に終了する年度において、紛争及び現在の状況の両方から派生する影響は、営業総利益（EBITDA）及び営業利益（EBIT）に大きな影響を及ぼしていない。エンデサが金融商品を契約している組織市場における差金決済の対象となる正味ポジションは、紛争前よりも価格が低水準で推移しているガス市場の推移を示しており、これにより担保の必要性が低下し、2023年12月31日時点の残高は1,220百万ユーロ（2022年12月31日時点では6,724百万ユーロ）となり、エンデサの流動性ポジションにプラスの影響を及ぼしています（注記41.1.1参照）。

常に進化し続けるシナリオの中で、エンデサは、潜在的な影響をリアルタイムで最良に見積もるため、マクロ経済及びビジネスの変数を継続的に監視している。

前へ　次へ

注記6.業界規制

6.1.スペインにおける規制の枠組み

電力部門の基本的規制が含まれていた1997年11月27日付け法律第54／1997号を廃止し、同法に取って代わった電力部門に関する2013年12月26日付け法律第24／2013号は、同部門に関する基本的な規制を含んでおり、この分野の運営、事業及び代理人の制度に関する新しい一般的な枠組みを確立した。この制度の最も重要な特徴は次の通りである。

- 新しい法律は、収益でシステムの全費用が十分に賄えるような方法で、電力システムの経済的、金融的な持続可能性に係る基本原則を導入した。システム費用は、送電及び配電網の接続料金（両事業の報酬をカバーするため）、その他の費用の支払のために設定される料金、一般国家予算からの条項、その他の収益又は既成の金融機構によって資金が賄われる。また、

  ○ 費用が増加又は収益が減少した場合は、その他の費用を同額だけ削減するか、収益を増加させなければならない。同時に、過年度からの債務の支払に用いられている費用項目がある限り、料金の下方検討は不可能である。

  ○ 2014年以降、発生の可能性がある一時的な収支不均衡は、見積りシステム収益に対し年間で最大2%（累積年度では5%）に制限される。一時的な収支不均衡が生じた場合は、決済システムに参加する全当事者が、それぞれの報酬の比率に応じて資金を賄われる。この制限を超過した場合、接続費用又は料金は同じ金額分見直される。この制限内における収支の不均衡が生じたいかなる場合も、資金を賄う事業者は、市場金利相当で、その後5年間で当該不均衡を回収する権限を有する。

  ○ 各年の一般国家予算で、その年度の本土外の地域（TNP）の電力システムに関する報酬の50%を賄う。

- 事業に関する報酬を考慮して、法律では本土外の地域（TNP）の送電、配電、発電、再生可能エネルギーからの発電、高効率の熱電併給、及び廃棄物による発電に関する報酬は、効率的で適切に経営された会社の費用を考慮に入れる、と規定している。報酬パラメータは、経済の循環状況、電力需要、及び6年間の規制期間にわたる、当該事業の適切な利益を十分に考慮して設定される。法律では、最初の規制期間（2019年12月31日に終了）に係る資産の報酬を、2013年7月12日付け勅令法第9／2013号が施行される3か月前の流通市場での10年物財務省証券の平均利回りに、本土外の系統における送電、配電及び発電については200ベーシス・ポイントを加えた利率、また、再生可能エネルギー源、高効率の熱電併給及び廃棄物による発電については300ベーシス・ポイントを加えた利率として設定している。2020年1月1日から始まる第二回規制期間では、送電及び配電事業の財政的報酬率の値は、スペイン市場競争委員会（CNMC）の2019年11月20日付け通達第2／2019号で定められた一方で、追加報酬制度に従う本土外の地域（TNP）での発電事業、及び特定報酬制度に従う再生可能エネルギー源、熱電併給及び廃棄物による発電向けの財政的報酬は、2019年11月22日付け勅令法第17／2019号で定められた。

- 特定の技術に対して特別な考慮を害することはなく、通常制度及び特別制度での発電は区別されない。

- ほとんどの国内消費者に適用されていた最終保障料率（LRT）は、少額消費者自主価格（SCVP）に変更され、脆弱な消費者及び少額消費者自主価格の資格要件を満たさず、かつ一時的に自由市場の供給者と契約を締結していない消費者に対しては、最終保障料率が維持される。

基本的な規制に加えて、規制事業の欠損を削減し、システムの財政的安定を保証するために、2012年以降多くの規定も承認された。これらの施策には、電力システムの財政的安定を保証するための緊急措置を採択し、とりわけ再生可能エネルギー、熱電併給及び廃棄物を利用する発電設備、及び送電及び配電事業に対する報酬システムを改訂した2013年7月12日付け勅令法第9／2013号が含まれる。

さらに、エネルギーの持続可能性についての財政措置に係る2012年12月27日付け法律第15／2012号は、2013年1月1日より発効し、発電設備に影響を及ぼす新たな税制（又は既存の税制の改訂）を導入した。同法は以下の税を導入した。

- **総収益の7%に相当する発電課税。当該税金はその後数回暫定的に中断されている。**

- **使用済核燃料、放射性廃棄物及び集中管理施設における保管に対する税**

- **2021年4月19日付けスペイン最高裁判所規則に従い、2022年4月8日付け法律第7／2022号により修正された水力発電に係る課税規準は、収益の25.5%に相当する。この課税は、50MW以下の発電設備においては92%、50MWを超える発電設備においては90%、そして、一般的なエネルギー政策を理由にインセンティブを与えなければならない生成又は施設においては、規制により決定される方法で削減される。**

- **天然ガス、石炭、燃料油及び発電用ディーゼル燃料の消費に係るグリーン税は、その後の2018年10月5日付け勅令法第15／2018号により特定の場合で廃止された。**

当該法律の条項は、徴収した租税が、温暖化ガス排出権の競売からの収入とともに、電力システムの費用の資金補填に使用されることを規定している。

上記の一般条項とともに、電力供給に関連する様々な事業について規制を実施するいくつかの規則を承認した。

加えて、エネルギー移行プロセス、及びスペイン市場競争委員会（CNMC）の機能のEU規制への適用の結果、スペイン政府は現法制の一部の改正を承認した。これについてはさらに詳述する。

電気及び天然ガスの域内市場に対する共通規則に関する2009年7月13日付け欧州議会及び理事会指令第2009／72／EC号及び第2009／73／EC号に関連してスペイン市場競争委員会（CNMC）の権限をEU法に合わせて調整する緊急措置に関する2019年1月11日付け勅令法第1／2019号。

スペイン市場競争委員会（CNMC）の権限をEU法に適合させることを意図したEU当局の要請を受け、官報（BOE）は2019年1月12日付けで当該勅令法を公布した。

当該勅令法に基づき、スペイン市場競争委員会（CNMC）が、天然ガス及び電気の送配給網、及び液化天然ガス（LNG）施設について、接続料金の構造、方法論及び固有値などに関して、通達を介して承認する責務を負う。その責務とは、ガス及び電気、液化天然ガス施設（LNG）、ガスシステム運用者又は技術管理者もしくは政府によって設定された上限内の送配電事業の報酬レート、に関する報酬設定に係る方法論やパラメータのことである。

環境移行・人口動態課題省（MITECO）は、給電の安全性、システムの経済的及び財務的持続可能性、給電の独立性、大気の質、気候変動対策への取組み、需要管理、将来の技術の選択又は合理的なエネルギー使用、のような観点を対象にする、スペイン市場競争委員会（CNMC）が考慮に入れなければならない一連のエネルギー方針ガイドラインを承認する意向である。MITECOは、エネルギー方針、つまり料金体系、規制事業に対する報酬、接続及び接続状態、及び電気及びガスシステムの運用に関連する規則に係るスペイン市場競争委員会（CNMC）の通達を1か月以内に承認する。相違がある場合には、理解を得られるまで協議委員会が調整を行う。

スペイン市場競争委員会（CNMC）の新たな責務は、2020年1月1日以降のいずれの案件に対しても適用される。さらに、本勅令法発効前に開始した手続及び開始時期にかかわらず、2019年より前の年度に関わる手続は、従前の規定に従って取り扱われる。

同様に、本勅令法は電力部門に関する2013年12月26日付け法律第24／2013号の一部を改訂している。本勅令法に基づきスペイン市場競争委員会（CNMC）が設定する送電及び配電に対する財政的報酬率の上限は、政府が各新規制期間開始年度の前年の5月末までの24か月間における10年国債に各規制期間において設定されるスプレッドを加えた値と連動させ、法定化する。新たな期間の開始時において前述の上限が設定されていない場合、前規制期間と同等の上限を継続して用いるか、そうでない場合は前規制期間の報酬率が使用される。

本土外の地域（TNP）の追加報酬制度の対象となる発電業務については、財政的報酬率は政府により設定される。この報酬率は各規制期間の開始前に、各新規制期間開始年度の前年の5月末までの24か月における10年国債に各規制期間において法律により設定されるスプレッドを加えた値と連動させた変更が可能である。新たな規制期間の開始時においてこの金銭的報酬の報酬率が設定されていない場合、前規制期間の利率の継続的使用が認められる。

最後に、特定の報酬制度に基づき再生可能エネルギー、高効率の熱電併給、廃棄物を使用した発電を行う発電設備の場合、各規制期間に対応する見直しにおいて、標準設備の規制上の耐用期間の残存期間にわたり合理的な報酬率の基礎となる価値は、法律によって修正される可能性があり、そして法定化される。

2019年1月11日付け勅令法第1／2019号に従い、スペイン市場競争委員会（CNMC）は通達による特定の規制面の承認及び設定を含む責任範囲を有している。

- 2019年11月12日付け通達第2／2019号の電気及びガスの財政的報酬率について。第二規制期間（2020‐2025）の金銭的報酬率、送配電事業についてスペイン市場競争委員会（CNMC）が5.580%（2020年度は6.003%）に設定した通達。
- 2019年11月20日付け通達第3／2019号卸売電気市場の機能とシステムの運用について。異なる期間軸（先渡、一日先、日中の市場、電力システムの混雑の均衡と緩和）のエネルギー市場規制を確立し、欧州電力市場の斬新的調和と収束を確実にするためのシステム運用の技術的特徴に係る方法論を確立するため、卸売発電市場及びシステムの管理を規制する方法論に関する通達
- 2019年12月5日付け通達第6／2019号配電報酬の方法論について。翌規制期間における配電事業のパラメータ、要件及び当該事業に係る報酬方法論に関する通達。通達には、2013年12月27日付け勅令法第1048／2013号に規定されている項目を整理し、新規項目を作成した、新たな報酬公式が含まれている。損失、品質及び詐欺インセンティブの特定の観点も改訂された。
- 2020年1月15日付け通達第3／2020号送配電網の接続料金の算定方法について2024年1月31日、国家市場･競争委員会（CNMC）は、この通達を修正する提案に関する公開協議プロセスを開始した。
- 2021年1月20日付け通達第1／2021号では、発電施設の送配電網への接続に加え、方法論と接続条件について、接続容量及び認可付与の評価のための手順、期間、要件を規制し、手続の透明性を高め、プロジェクトの完成率を制御して適切に完了するようにすることを目的としている。
- 2019年10月23日付け通知第1／2019号では、規制対象会社の負債水準、経済的及び財務的能力を評価するための一連の財務比率を定義し、前述の比率における推奨値を提案し、一定値を下回る報酬に影響を及ぼすだろう主要比率の包括的な指数を設定した。対象範囲は、電力及びガス部門である。加えて、維持業務を分析するため、電力部門の本土外の地域（TNPs）で操業している会社や、炭化水素部門で操業している会社にも適用する。

配電業務の報酬

2013年12月27日付け勅令法第1048／2013号が2013年12月30日に公表され、2013年7月12日付け勅令法第9／2013号及び2013年12月26日付け勅令法第24／2013号に基づく配電に対する報酬算定方法が確立された。これらの目的は、全国的な均一の要件に基づき、システムに対して可能な最低の費用で適切なリターンを保証するために、安定した予測可能な方法論を提供することである。この手法の主要な特徴は次の通りである。

- 使用中の非償却資産への投資は、当該資産の運用維持に加え、資産の正味価値を基礎として、10年物財務省証券に基づく金銭的報酬率に200ベーシス･ポイントを加算して、報酬が支払われる。
- 配電業務を実施するために必要な費用に関する報酬がある。それには、検針、供給契約のプロセス、請求書アクセス料率、滞納者の管理、顧客への電話サービス、公共の場所を占有するための料金、構造的な費用が含まれる。
- 供給の品質の改善、配電網の損失の削減、関する新しいインセンティブ、罰金、及び不正削減のための新しいインセンティブがある。
- 地域又は地方当局が導入した特別規則による超過費用は、電力料金によって負担されない。
- n年に運転開始された施設に関する報酬支払の回収は、n+2年1月1日から開始され、金融費用が認識される。

- 投資を管理するための仕組みが設立されている。部門全体について、承認された投資の最大額は国内総生産（GDP）の合計0.13%に制限されている。配電業者は、年間計画及び複数年度の投資計画をMITECOに提出して承認を受け、また、関連地域当局から満足のいく報告書を要求される。標準からの乖離に対して制限が設定されており、超過コストの一部のみが認識されるが、それは正式に正当化され監査されなければならない。設定された計画に従わない場合には、投資額は減額される。またすでに設備計画が出来上がっており、システムがその費用を負担しないことを条件に、設備の早期建設がなされる可能性もある。

勅令によって定められた様式は、最初の規制対象期間が開始される際に適用され、その時点までは、2013年7月12日付け勅令法第9／2013号で定められた一過性の仕組みが適用される。

2015年11月28日、2015年11月27日付け勅令法第1073／2015号が官報で公布されたが、これは電力網の報酬に係る勅令（送電に関する2013年12月27日付け勅令法第1047／2013号及び配電に関する2013年12月27日付け勅令法第1048／2013号）の規定の一部を改正するものであった。とりわけ、2015年11月27日付け勅令法第1073／2015号は消費者物価指数に基づいた統一価格の毎年の更新を、経済の指数排除に関する2015年3月30日付け法第2／2015号に従って廃止している。

2015年12月12日、2015年12月11日付け省令第IET／2660／2015号が公布され、配電報酬の計算で使用される設置の種類及び統一価格が定められた。この省令は、当該規制の対象期間の開始日を2016年1月1日と定めた。

2016年度の配電事業に係る報酬を定めた2016年6月10日付け省令第IET／980／2016号が2016年6月17日に官報（BOE）で公布された。2017年9月15日、司法省の控訴・クレーム・交渉局の副局長声明が官報（BOE）で公布され、エネルギー・観光・デジタルアジェンダ省が発行した省令に関する公聴会の手続が通知され、2016年6月10日付け省令第IET／980／2016号の公共の利益に対する悪影響の宣言を申立てる手続が開始された。これと並行して、2020年9月21日に2020年9月15日付け省令第TED／865／2020号が官報（BOE）に掲載され、2016年度の配電事業の報酬に関して最高裁判所の複数の裁定が施行された。エンデサでは、基礎パラメータ（当社において、基準年の12月31日までに委託された施設のうち、第三者によって融資され譲渡された量の1つの補填を反映する基準1における係数）に新たな値が設定された。公共の利益を害するとする理由で施行取消しにおける手続が開始された後、最高裁判所が判決の一部を支持し、MITECOが当該判決を実行する省令案の処理を開始した。これは最終的に2022年5月31日付け省令第TED／490／2022号として承認されが、これは2020年9月15日付け省令第TED／865／2020号の影響も考慮に入れている。

一方、2022年8月3日に、2016年度の配電網の損失を軽減するための奨励金又は違約金の承認、2016年度の複数の配電会社の基本報酬の変更、2017年度、2018年度及び2019年度の配電会社の報酬の承認等に関する2022年7月27日付け省令第TED／749／2022号が公表された。当該省令は、2017年度から2019年度に支払うべき報酬額を定めたもので、全ての投資、運営、保守項目の報酬をカバーするものではない。当社は、これらの項目は十分に正当化されると考え、最高裁判所に上告した。

2019年1月11日付け勅令法第1／2019号に従い、2020年度以降の報酬方法がスペイン市場競争委員会（CNMC）により定められている。

当該法制を受けて、2019年12月5日付け通達第6／2019号で、翌規制期間における配電に対する報酬のパラメータ、要件及び方法論を確立することを目的とした、配電に対する報酬方法を承認した。それは2013年12月27日付け勅令法第1048／2013号に含まれる特定の項目を再編し、新しい項目を作成する新しい報酬算定式を含んでいる。損失、品質及び詐欺インセンティブの特定の観点も改訂された。

一方、2022年12月16日、2020年度の報酬を設定するスペイン市場競争委員会（CNMC）の決議案の手続が開始されたがCNMC自身及びエネルギー省に提出された複数年計画の一環として当該両機関により事前に承認されていた当社の実行した投資の全てはカバーされていない。

第二回規制期間の金銭的報酬率に関連して、CNMCは、2019年11月12日付け通達第2／2019号を承認し、送配電事業に5.580%（2020年では6.003%）を設定した。

最後に、2024年2月1日に、送配電事業者が送配電以外の業務において光ファイバーを使用した場合の年間報酬の調整額の算出方法を定めた、国家市場・競争委員会（CNMC）の2024年1月18日決議が公表されたことに留意する必要がある。

2023年12月31日現在の当規則に基づき計上された金額は、注記9.1に記載されている。

本土外の地域の電力システム（TNP）

本土外の地域（TNP）における給電業務は、その固有な地理的特性に合わせた特定の規制の対象となる。この特別規制は、2003年12月19日付け勅令法第1747／2003号及び同勅令を施行する2006年3月30日付け省令により制定された。

本土外の地域の規制システムの主な要素は、発電が固定価格買取制度の下で報酬が与えられることであり、当該システムの特定の特徴の観点から、スペイン本土とは異なる。

2013年10月30日、2013年10月29日付け法律第17／2013号が官報で公告された。当法は、本土外の地域（TNP）のシステムにおける供給の、より良い保証を提供し、競争を促進することを目的としており、その主要な特徴は以下の通りである。

- 安全性又は技術的及び経済的効率性を理由に、本土の市場価格に追加報酬が、たとえ必要な発電量が需要充足を超過したとしても、本土外の地域（TNP）の電力システムに次世代設備向けに、支払われることがある。

- 当該追加報酬又はボーナスの制度は、電力システムの発電量の40%以上の割合を保有する会社又は企業グループが保有する本土外の地域（TNP）の電力システムの新設備に関しては適用されない。行政の認可を有する再生可能エネルギー資源の導入において容量入札を通じて設備を受領したか、又は設備が報酬の事前割当登録簿に登録されている場合は例外となる。もう1つの例外は、容量増強につながらないか、施設の開発に興味を示す他の代理人がいない場合において、すでに稼働中の発電所の効率の向上又は改善への投資の場合である。

- 新規設備又は既存設備の改修向け追加報酬制度を得るには、予備的な行政認可を得る前に、適合性に関して有利な決定を確保しなければならない。

- システム事業者は、電力供給の安全性を保証するための揚水式水力発電所、又は再生可能エネルギー資源の統合発電所の所有者である。他の場合は全て、競争入札手続が実施される。上記に関わらず、2013年3月1日より前に付与された水力発電委譲契約を保有する会社、又は行政の認可を付与されたが発電所を稼働させる承認を得ていない会社は、所有権を留保するが投資額の10%に相当する保証を負い、かつ予定通りの実施を守らなければならない。

- 再ガス化発電所は、技術システム事業認定事業者のみが所有しなければならず、関連する設備は6か月以内に市場価値で譲渡されなければならない。設備が行政の認可を得ていない場合、価格は2013年3月1日までに実際に生じた費用の合計に制限される。

- 燃料費に係る報酬は、競争、透明性、客観性、及び無差別原則を考慮した仕組みによって設定される。

- 施設が、システム事業者が規定する技術要件、及び経済的コスト削減要件に適合していることを確認するため、エネルギー政策及び鉱山総局による適合性判断が新しいグループの承認に必要である。

- 発電施設に起因する利用可能性、電力供給の保証、供給の品質指数が大幅に低下した場合、島嶼及び本土外の電力システムの設備で報酬を削減されることがある。また、政府は、電力部門に対して、リスク状況下で電力供給を保証するための措置を講じる可能性もある。

2015年8月1日、本土外の地域（TNP）における発電について、2015年7月31日付け勅令法第738／2015号がスペイン官報で公布された。当該勅令では、既に存在している制度と類似する、非流動資産投資、固定運転費、固定保守費、及び燃料並びに変動の運転費用及び保守費用を含む変動費、を含む固定費用に対する報酬を定め、これらの制度の費用の範囲内で、エネルギー持続可能性のための財政措置に関する2012年12月27日付け法律第15／2012号により生じる税制を考慮している。システムの効率を改善するため、方法論の一部の特徴を変更した。勅令もまた、当該システムの供給を保証し、競争を促進するため、2013年10月29日付け法律第17／2013号に既に含まれている事項を施行した。勅令はとりわけ、前述の2013年10月29日付け法律第17／2013号により導入された適合性に関する有利な決定を得るための競争手続を想定している。

当該勅令は、2015年9月1日から発効し、特定の措置について2012年1月1日から移行期間を含んでいる。追加された第11条に従い、その完全かつ確定的な有効性は、関与するEU規制との適合性に関して欧州委員会から不服申立てがないことを条件としている。これに関連して、2020年5月28日、欧州委員会は、当該勅令で定められた制度が経済的公益サービスの要件を満たし、国内市場に適合すると結論付け、この制度を承認した。当該制度は、当初、バレアレス諸島には2025年12月31日まで、カナリア諸島、セウタ、メリリャには2029年12月31日まで承認された。スペイン王国は上記の日程以前から当該措置の適用を要請する可能性がある。

2013年12月26日付け電力部門法律第24／2013号に従い、認識された純投資の金銭的報酬率は、流通市場における10年物財務省証券のリターンに適切なスプレッドを上乗せした率に連動する。2019年12月31日まで続く最初の規制期間では、この率は、10年物財務省証券の2013年4月、5月及び6月における流通市場での価格の平均収益率に200ベーシス・ポイントを上乗せした率に対応する。2020年1月1日に、そして2019年11月22日付け勅令法第17／2019号に従い、電力システムに影響を与える報酬パラメータに必要な適応、及び火力発電所の操業停止に対応するための緊急措置に関して、報酬率は、2020年に相当する6.003%の報酬率は、2020年から2025年までの期間5.580%に設定された。

2019年12月28日、次期規制期間2020‐2025年の本土外の地域（TNP）にある発電所群の技術的及び経済的報酬パラメータを見直すとする、2019年12月26日付け省令第TEC／1260／2019号が官報で公表された。同省令は、2015年7月31日付け勅令法第738／2015号にすでに含まれていた方法論を適用し、半島外の地域（TNP）の発電所群の報酬を決定する様々な技術的及び経済的パラメータに関して、第二規制期間2020‐2025年中に適用される新たな値を定めている。

燃料価格に関して、2020年8月4日付け省令第TED／776／2020号が2020年8月7日に官報（BOE）で公布され、2020年1月1日から発効する、燃料価格の決定に用いる製品及び物流の価格が改正された。2021年11月16日、最高裁判所は、当該省令に対するエンデサの不服申立てに関連して裁定第1337／2021号を下し、国家当局（MITECO）に対して6か月以内に新たな燃料競売規制省令を発出するように命じた。

その結果、2021年11月16日付け最高裁判所裁定第1337／2021号を執行した省令第TED／1315／2022号が2022年12月30日に公表され、本土外の地域（TNP）での燃料供給において競売及びその他の技術的側面を規制する必要性が示された。当該省令は、発電所に置かれる製品（バレアレス・ガスの場合は原材料）を対象に2年ごとに行われる競売の実施方法に係る手続を定めたものである。競売参加者は基準価額を10%（天然ガスの場合は3%）引き上げた初値を基準に競売価格を下げていき、競売が行われかつ競売が中止又はキャンセルになるまで、当該価格を有効価格とする。2022年1月27日から適用され、天然ガスの基準価格はイベリア・ガス市場（MIBGAS）に係る価格とし、その他の燃料においては、プレミアムを上乗せした一連の国際指数に基づいた基準価格とする。省令は、また、当該製品を発電所に持ち込むための物流費用も認識しており、3年ごとに見直すこともある。さらに、当該省令は、カナリア諸島及びメリリャでの天然ガス、カナリア諸島の液化石油ガス（LPG）に、より汚染の少ない他の燃料の使用も含めている。

2023年2月3日付け省令第TED／1315／2022号の公表後、エネルギー政策及び鉱山総局の2023年1月24日付け決議が公表された。これにより、本土外の地域に所在する発電グループの当該期間の清算に適用される2021年度第二期の固定石炭、燃料油、ディーゼル油及びガス油に適用される物品価格及び特別税の価格が公表された。同令では、燃料価格は7月31日付勅令法第738／2015号の暫定規定3に規定された値を参考に適用されるべきとしている。なぜなら、エネルギー政策鉱山総局は、2021年11月16日の最高裁判所判決1337／2021が違法とされ、燃料価格の設定に適用されるべきでないと考えているためである。

一方、2015年7月31日付け勅令法第738／2015号の条項の下で、2023年1月に環境移行・人口動態課題省（MITECO）は、エネルギー担当国務長官の決裁案に対する公聴会を開始し、追加報酬制度の受給権において適合性承認の決定を認めるための競争手続を招集した。当該手続の下で、適合性の決定は、特に、システム・オペレーターによって実行されたカバレッジ分析の結果として明らかになった追加の電力需要をカバーできるアプリケーションに付与された。2023年11月6日、この決議案の新バージョンの公聴会が開催された。この決議案は、系統運用者から受け取った最新の情報を反映して電力需要を更新し、最終的に提出された申請を評価するための新たな基準や尺度など、多くの追加的な側面に対処するものである。

さらに、2023年6月13日付の勅令法第446／2023号は、小口電力消費者（SCVP）の任意価格の算出方法を調整するもので、非主要領土（TNP）における発電活動に関する規制の一部を変更した。

- 2023年1月1日以降、燃料費の調整係数が廃止される。

- 2023年7月1日からの二酸化炭素（CO_2）排出枠の算定に相関係数を導入し、施設の実際の排出量を考慮する。

- これは、供給安定性を保証するためにとられた特別措置から生じる経済的影響により、当該措置が承認された年度の電力部門の規制活動の決済完了から当該年度の最終決済承認日までのタイムラグに対する金融費用を、1年物Euriborレートに50ベーシス・ポイントを上乗せしたレートに基づいて認識するものである。

最後に、2018年と2019年の本土外領土（TNP）の生産活動費用の最終額を承認する決議が2023年7月に発表され、9月には2020年に関する決議案の処理が始まった。

再生可能エネルギー資源、熱電併給及び廃棄物から生じた電力生産

2014年6月6日付け勅令法第413／2014号は、電力システムの財政的安定を保証するための緊急対策を採用した2013年7月12日付け勅令法第9／2013号及び2013年12月26付け電力システム法律第24／2013号を受けて、再生可能エネルギー資源、熱電併給及び廃棄物から電力を生産する設備についての新たな報酬の枠組みを承認した。

この新たな方法は、従来の規制上の料金体系を合理的な利益の概念を適用する新たな枠組みに置き換えるもので、10年物財務省証券の平均利回りに300ベーシス・ポイントを上乗せした率に相当する税引前利益を保証する。この新たな枠組みの下で、市場価格で評価された電力販売の報酬に加えて、設備も、適宜、投資利益として知られる市場での電力販売を通じて回収されることができない標準施設向けの投資費用を賄う施設能力の単位当たり期間、及び適宜、操業費用と操業利益として知られている標準設備向けの発電市場投資からの収益との差額を賄う操業期間、から構成される特定の報酬を受領する要件を満たしている。

新報酬システムは、すでに稼働している設備と新たに設置される設備とで、同一に適用される。新規設備については、特定の報酬制度の付与が、一連の競争上の手続によって定められる。

本土外の地域（TNP）においては、投資について、発電コストを削減するためにインセンティブが定められている。

規制では、また、様々な報酬パラメータの見直すための条項が定められている。これらは、その場合に応じて6年ごと、3年ごと又は毎年、修正される。当初投資の標準的価額及び当該資産の規制上の耐用年数は、各標準設備について認識された後は、変更されない。

2014年6月16日付け省令第IET／1045／2014号は、再生可能エネルギー資源、熱源供給システム及び廃棄物からの発電を行う特定の設備に適用される標準設備についての報酬パラメータを承認し、所定の各標準設備についての標準コストに対して具体的な額を定め、2014年6月20日付けの官報で公表された。

2014年8月1日付け省令第IET／1459／2014号は、報酬パラメータを承認し、本土外の地域の電力システムにおける新規の風力及び太陽光発電設備についての報酬を配分する機構を定め、2014年8月5日のスペイン官報で公表された。

2020年2月28日の官報で公布された2020年2月24日付け省令第TED171／2020号は、再生可能エネルギー資源、熱電併給、廃棄物による発電を行う特定の設備に適用される設置モデルの報酬パラメータを更新するものであり、2020年1月1日から始まる規制期間に適用される。当該省令により、第二回規制期間（2020‐2025年）に適用される。関連する一般規制において設定される方法論に基づき、その設定された方法論の定期的な更新メカニズムを損なうことなく、設備の報酬を決定する様々なパラメータの固定値が更新される。各種パラメータの値は、2019年11月22日付け勅令法第17／2019号に従い、2020年1月1日から適用可能である。また、この省令は、2020‐2022年各年の半期における想定市場価格も承認している。

一方、2019年11月22日付け勅令法17／2019号では、再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物施設の妥当な収益率を2020年1月1日より7.090%と定めている。2013年7月12日付け勅令法第9／2013号以前に存在した施設は、仲裁手続きを申請していない場合、又は放棄していない場合、2031年まで現行レート（7.398%）を維持することができる。

2020年6月24日、2020年6月23日付け勅令法第23／2020号が公布され、経済再生のための、エネルギー採掘及びその他の分野に関連する措置を承認するものである。とりわけ、当該勅令法では、エネルギーの固定価格の長期的な認識に基づき、異なる技術間で峻別可能な将来の再生可能エネルギー開発の競売の新しいモデルを導入している。

2020年8月5日、2020年8月3日付け省令第TED765／2020号及び第TED766／2020号の双方が官報で公布され、各々、欧州連合基金と協調融資が可能な再生可能熱エネルギー生産設備及び再生可能電力資源設備に対する投資支援オークションの規制基準が定められた。その支援は、スペイン全土で、各入札の募集で指定された地理的適用範囲を特定し、入札手続を通して払戻し不可の助成金の形式で付与されるものとしている。当該手続は、各募集公告において、より制限的な期間が明示的に規定されている場合を除き、2023年6月30日までに完了しなければならない。エネルギー多様化省エネ研究所（IDAE）は、既にスペインの様々な地域で、入札手続を通して、設備への投資支援に関する入札を数件募集している。

その後、2020年11月4日、2020年11月3日付け勅令法第960／2020号が官報で公布され、再生可能エネルギー経済体制（REER）として知られている、将来の再生可能エネルギーの開発のための新しい報酬制度の策定を規定した。当該経済制度は省令が規制する入札によって認められるが、省令では、入札されるエネルギー及び／又は電力の最大容量が規定され、技術的な特徴、規模、管理性、場所、又は技術的な成熟度に基づいて異なる技術が区別される。オークションにかけられる製品は、設備容量、電力、又はその両方の組み合わせとし、電力の単位あたりの価格はユーロ／MWhで提示される。

エネルギーの報酬については、日次又は日中の市場で売却したユニット当たりで受け取る金額が、入札金額となる（サービスの調整及び均衡のため、市場ごとの金額となる）。あるいは、市場への参加又はエクスポージャーに対するインセンティブが、日々の市場価格に適用される市場調整の割合を通して設定される場合があり、競売で設定される価格を修正する割合が入札の募集ごとに規定される。

この制度の全施設が市場に参加し、イベリアエネルギー市場の開設者Polo Español（OMIE）は、日次又は日中の市場での価格と設備の落札価格間の差額を決済することとなっている。

同様に、入札スケジュールは省令によって最短で5年間で、少なくとも年に一回は更新すると規定されており、期限、頻度、容量、及び技術が盛り込まれる。このスケジュールは、2020年12月5日に、2020年12月4日付け省令第TED1161／2020号を通じて公表され、経済的再生可能エネルギー体制を認可するための最初の競売メカニズムを規定し、2020年から2025年までの指標的な期間を設定した。当該スケジュールは、年次で更新され、国家統合エネルギー・気候統合計画2021‐2030年（NECP）（現在見直し中）で設定した再生可能発電の目標を達成することを目指している。競売はエネルギー担当大臣による決定で募集されるものとしている。その後4回の入札が行われ、3,034MW、3,124MW、177MW、45.5MWが落札された。

最後に、2023年7月8日、6月30日付のTED／741／2023号令が官報（BOE）に掲載され、2023年から2025年までの半期分の報酬パラメータが更新された。特に、再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物に関する特定の報酬制度の下で運営される特定の施設に使用される電力市場価格ベンチマークと燃料の改正を盛り込むことで、関連する価格と価値を現在の市場状況とより密接に一致させることを目的とする。2023年6月28日付勅令法第5／2023号により導入された義務に従い、想定される市場価格には先渡価格の参照も組み込まれている。

近年では、COVID-19をきっかけに、また、ウクライナで戦争がまだ続いていることもあり、再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物からの生産を強化するためにさまざまな措置が取られている。これらには以下のようなものがある。

- 再生可能エネルギー部門内での投機的な活動を防止し、また、行政機関が圧倒されることを防止するため、同法は、容量入札向けに確保された当該ノードにおいて、権限機関が18か月の期間（2022年12月27日付け勅令法第20／2022号の公布から）停止にする前に推進者が開始したであろう特定の手続を規定している。

- 再生可能施設設置の手続の合理化及び迅速化においてさらなる進展がなされた。2018年1月1日以降にアクセス許可を取得した再生可能エネルギー・プロジェクトの期限は12ヶ月延長され、他の改善点と共に、行政建設認可の取得というマイルストーンに適合するようになった。さらに、これらの施設を稼働させるための最終認可を取得する期限は、現在の5年から8年に延長された。

- アクセス入札に関しては、再生可能な自家消費設備の入札が行われた、又は行われる予定のノードにおいて、入札用に確保された容量の10%を解放する計画がある。

- 75MW以下の風力発電施設及び150MW以下の太陽光発電設備、15kW以下の接続ラインにおいて、新規再生可能発電所における取扱手続を迅速化するために、特定の早道手続が導入された。

当該規制の適用により2023年12月31日現在で認識した金額は、注記9.1及び39に記載されている。

自家消費

2015年10月10日、官報2015年10月9日付け勅令法第900／2015号が公布され、自家消費電力の供給及び発電のための行政上、技術上及び経済上の要件を規定し、システムの経済的な持続可能性及びシステムコストの適切な配分を保証する規制上の枠組みを確立している。

当該勅令はまた、電力部門2013年12月26日付け法律第24／2013号に従い、自家消費に係る料金体系及び支払うべき料金を規定している。同法は既に、自家消費は資金手当及びシステムのサービス他の消費者と同額の貢献をしなければならない旨を定めていた。当該規則には、消費者がコストの支払を免除される2つの例外がある。

- 島嶼の消費者及び

- 契約容量が10kW以下の少量消費者

その間、システム事業者及び配電業者が系統内の発電設備を把握し、その結果電力システムの安全な状態での適正な運営を確保するために、自家消費設備の記録が作成されている。

2018年10月6日、2018年10月5日付け勅令法第15／2018号が公布され、自家消費に対する規制の一部が改正された。特に、自家消費の手続が簡略化され、自家消費の共有が可能となった。また、再生可能エネルギー、熱電併給、廃棄物からの自家消費電力の料金や料率体系が廃止された。当該勅令法は、特に小容量の設備の行政上及び技術上のプロセスの簡略化のための措置も含まれている。

エネルギー移行及び消費者保護に対する緊急措置に関する2018年10月5日付け勅令法第15／2018号を遵守して、電力の自家消費に係る管理上、技術上及び経済上の条件を規定する2019年4月5日付け勅令法第244／2019号が、2019年4月6日官報で公表された。

2019年4月5日付け勅令法第244／2019号は、特に以下の点に言及している。

- 内部システムに接続されている個々の自家消費とともに、同省令は集団自家消費の概念を含めており、それによって消費者のグループを（例えば、同一の地域にある「住宅所有者」組合又は企業／工場）同一の発電所に関連付けることができる。
- 同勅令法は、「消費施設に近接及び接続された発電施設」という概念も定義して、それにより自家消費が同一の建物及びその他のその近隣に所在する発電設備（現在の状況）を用いた自家消費を可能にする。
- 100kWを超えない設置容量に関して、再生可能エネルギー資源から発電された電力を供給することを条件として、余剰分（自家消費設備により生成されたエネルギーのうち、利用者が直ぐには使用しないもの）の補償の簡素化された仕組みが導入されている。この場合、供給会社が毎月の請求書を通じて余剰エネルギーを利用者に補償するので、補償を得るためにエネルギー生成者となる必要はない。この補償は、月中に消費された電力の100%になることがある。
- 集団及び共同自家消費については、関連する消費者の間で契約電力に比例してエネルギーが共有されており、同勅令法には、他の関連する消費者がその共有割合分を消費していない場合には、消費者が他の関連する消費者の余剰分を利用することができるように、動的共有比率の導入を許容している。
- 全ての利用者、特に小規模自家消費者（最大15kW又は余剰電力無しの自家消費の場合は100kWの設置）のための管理上の手続が簡略化する。ほとんどの場合、配電網との境界点における単一の測定器で足りるように、検針の構成も簡略化している。
- 最後に、システムの運転に対するその影響を監督し、統合を段階的に安全に可能にするために、このような施設の監視システムを構築している。

2021年12月21日、閣僚会議は自家消費ロードマップを承認し、自家消費による課題及び機会を特定し、今後数年でスペインに大量導入を確実にするための措置を設定することを目的としている。

同様に、2021年12月22日、2021年12月21日付け勅令法第29／2021号が官報で公布され、電気移動体、自家消費及び再生可能エネルギーの普及を促進するためのエネルギー分野における緊急措置が採択され、とりわけ、当該系統を内部網に接続されている消費者だけでなく、配電及び送電網を介して接続している付近の他の消費者にも繋げるとともに、進行を早めるための現行の規制の修正を導入している。

最後に、ウクライナ戦争が続いていることを受け、送電網に近い場所での太陽光発電による自家消費の距離を2,000メートルに延長するなど、自家消費を促進するための措置が取られていることに留意する必要がある。また、このような設備の設置場所についても一定の変更が加えられており、屋上だけでなく、工業用地や発電を主目的としない建造物にも設置することができる。

容量メカニズム

2017年11月23日、2017年11月21日付け省令第ETU／1133／2017号が公表され、2013年10月31日付け省令第IET／2013／2013号を修正し、割込み可能な需要に管理サービスを割り当てるための競争メカニズムを規制している。

当該省令は特に、空き容量提供サービスに対する報酬を改正し、このサービスを2018年上半期まで延長し、この期間中は水力発電設備を空き容量サービスの報酬請求から除外している。

2019年度において電力接続料金を定めた2018年12月20日付け省令第TEC／1366／2018号により、欧州の規制への適応及びエネルギー移行プロセスのための容量メカニズムが見直されるまでの間、2011年11月17日付け省令第ITC／3127／2011号の下での空き容量に対するインセンティブが廃止された。

2021年、MITECOは本土の電力系統に容量市場を創設する指令の提案手続きを開始した。当該提案は、Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) のシステム運営者により実施される需要カバレッジ分析で検出された最終容量 (MW) 要件を契約するために用いられる入札システム (pay as bid方式) に基づいている。(REE)。

入札システムは、既存及び新規の発電、貯蔵及び需要管理施設に開放されており、参加施設のCO_2排出権の最大排出量に関する一定の要件を定めている。

要請案は、容量サービス・プロバイダーの権利及び義務 (プロバイダーによる不履行の場合の報酬制度又は罰則制度を含む) に予定されるオークションの異なる種類に関連する側面を規制するものである。

脆弱な消費者。"ボノソーシャル"社会的補填割引率

2013年12月26日付の法律24／2013は、関連する要件を満たすことで社会的弱者と認定された顧客に対し、電力供給コストを軽減するための一定の措置を導入している。これらの措置の費用を賄うための仕組みは、適用される法的要件に適合していないと判断されたため、実施以来何度か変更されてきた。

2016年12月24日、脆弱な電力消費者を保護するための社会的補填及びその他の対策の費用の資金調達の仕組みを規制するため、2016年12月23日付け勅令法第7／2016号が公布された。同法に従って、電力エネルギーの供給業務を開発する企業グループの親会社又は企業グループの一部ではない場合にはそれを行う企業自体が、市場占有率に対応する割合で社会的補填を引き受ける。この率は、毎年スペイン市場競争委員会 (CNMC) によって算出される。

2017年10月7日、脆弱な消費者、社会的補填、及び国内の電気エネルギー消費者に向けたその他の保護の基準に関する2017年10月6日付け勅令法第897／2017号が公布され、2017年10月6日付け勅令法第897／2017号を施行する2017年10月6日付け省令第ETU／943／2017号が公布された。

とりわけ、スペインの多目的収入指数 (IPREM) を使用した平均所得水準に基づいて3つのカテゴリーの脆弱な顧客が特定され、それぞれのカテゴリーについて異なった割引率が定められた。当該3カテゴリーは以下の通りである。

- 脆弱な顧客 (25%割引)

- 深刻に脆弱な顧客 (40%割引)

- 社会的に疎外される危険性のある深刻に脆弱な顧客 (100%割引) で、社会福祉によって少なくとも請求額の50%が支払われていることが立証できる深刻に脆弱な顧客として分類される。

当該勅令法はまた、給電に関する他の特徴も規制しており、とりわけ脆弱な顧客に対する供給の停止条件を2か月から4か月に延長している (社会的に疎外される危険性のある深刻に脆弱な顧客に対する供給は、電力は必要最低限のものとみなされているため、停止できない)。

エネルギー転換及び消費者保護の緊急措置に関する2018年10月5日付け勅令法第15／2018号を通じて、社会的補填の受益者となる対象が、ひとり親世帯、並びに二親等及び三親等の扶養家族がいる世帯のうち特定の所得水準に達しない世帯に拡大された。さらに、支払を滞納している弱者の立場にある消費者に供給を停止しない特例については、福祉サービスから承認を受けた16歳未満の子ども、扶養家族又は障害者がいる世帯まで対象を拡大し、その延滞額は、社会的補填に資金を提供する義務がある者が補填することになる。また、割引料金が適用される消費量の上限も引き上げられた。最後に、通常の国家予算から拠出する暖房用の火力の社会的補填も創設された。当該勅令法は、エネルギー貧困対策に関する国家戦略を6か月以内に承認することを想定している。MITECOは、2018年12月19日にこの問題についての公開協議を開始し、最終的に2019年4月5日に承認された。

社会的補填財政メカニズムに係る様々な判決の結果、2022年3月29日付け勅令法第6／2022号は、ウクライナにおける戦争の経済的社会的影響に対処するためスペイン国家対応制度の下で緊急措置を採択し、とりわけ社会的補填に融通する新しいメカニズムを規定した。この新しい仕組みに従い、社会的補填は全ての電力部門の関係者（発電、送電、配電、給電に、直接の消費者もまた）によって賄われることになる。これは、各事業の非課税の総請求に沿ったものであり、各事業に一元の拠出額が設定されることを基礎にしている。スペイン市場競争委員会（CNMC）は、拠出の捻出度が実際の必要額より20%低い場合には、新たな出資額を提案する可能性がある。2022年3月29日付け勅令法第6／2022号は、CNMCが2022年度の最終的な単位額を提案し、2022年7月22日付け省令第TED／733／2022号で承認されるまで、当該一元の拠出額を一時的に固定する。最後に、当該省令は、社会的補填を賄うため、基準供給者により負担され、かつ、裁定において認識された金額が、当該費用を支払う義務を負う新たな当事者によって負担されることを規定している（注記51参照）。勅令法はまた、社会的補填の財源は、報酬が規定されている活動の報酬にコストとして組み入れられると定めている。

2023年1月31日、2023年1月27日付の命令TED／81／2023が公布され、ウクライナと中東における紛争に起因する経済的･社会的影響に直面し、干ばつの影響を緩和するための措置を採用する12月27日付の勅令法第8／2023号によって下方修正された、社会的補填の資金調達義務者が支払うべきさまざまな単価が2023年に更新された。

一方、COVID-19パンデミックの影響とウクライナで進行中の戦争により、最も弱い立場にある消費者を保護するため、近年、以下のような措置が取られている（その一部は最近も延長されている）。

- 社会的補填の受益者向け割引は、2024年6月30日まで、脆弱な消費者においては25%から65%に、深刻に脆弱な消費者においては40%から80%に引き上げられた。同様に、同じ期間で、リベートが適用されるエネルギー制限は15%まで引き上げられた。

- 上記と同じ期間で、成人の世帯員一人につき0.3、未成年の世帯員一人につき0.5増加する公共複合効果所得指標（IPREM）の1.5倍から2倍の間の所得である少額消費者任意価格（PVPC）により対象となる勤労世帯において、40%の新たな割引が創設された。

- さらに、脆弱な顧客、深刻に脆弱な消費者又は社会的排除のリスクのある者への電力、水及びガスの供給停止の禁止は、2024年6月30日まで延長された。

- 最低生活必需品供給は、最初の支払要求から4か月経っても債務不履行が続く脆弱な消費者のために設定され、供給を中断することができない6か月の期間を超えない最低の快適性を保証する法律によって制限を設定している。

- 社会的補填の受給資格を得るための要件のその他の側面も修正された。具体的には、2年ごとに社会的補填の自動更新が行われる。さらに、脆弱な消費者のカテゴリーを決定するための新しい要件が設けられた。現在では、結婚、同棲パートナーシップ、二親等以内の血族、親類、養子縁組若しくは同様の関係により同じ生計で生活する人々によって形成される同棲単位の概念が基本となっている。基準閾値として複数目的所得の公共指数（IPREM）の1.5倍の値が設定され、14の支払段階に分けられている。当該基準閾値は、法定年齢の追加メンバーごとに0.3ずつ、同居単位を形成する未成年者ごとに0.5ずつ増加する。必要最低限の収入を得ている人々も社会的補填の給付を受給するグループの一部を形成する。前述の閾値は、特定のケース（重大な依存、ジェンダー暴力、テロなど）は1引き上げられ、深刻に脆弱な消費者は50%引き下げられる。

一方、2018年10月5日付け勅令法第15／2018号に規定された指示に関連して、2019年4月5日、閣僚会議は2019-2024国家エネルギー貧困戦略を承認した。当該草案は、エネルギー貧困及び脆弱な消費者の概念を定義し、健康、個人、社会発展及び平等に係る影響を含むエネルギー貧困の現状を把握し、行動指針及び削減目標を定めている。

エネルギー貧困と闘う国家戦略は、根本原因に対する長期的な解決策を見出すための構造的措置の重要性を高める移行手段としての給付仕組み（電力及び熱の社会的補填）の維持及び改善の必要性の結果である。

異なる種類のエネルギー貧困を適切に分析及び監視するため、欧州エネルギー貧困監視局により設定された指標（所得におけるエネルギー支出の高い割合、隠れたエネルギー貧困、住居に充分な暖をとることができないこと、及び公共料金の滞納）が公式の一次指標として用いられている。2008年度から2017年度の一連の当該指標の最低値を改善し、欧州連合平均を引き上げ、当該戦略は2025年度の最低削減目標を25%（2017年度対比）、目標を50%と設定している。

エネルギー貧困と闘う国家戦略の期間は5年間（2019年度から2024年度）であり、その執行に向けた一連の実施計画が策定される見込みである。実施計画はエネルギー多様化省エネ研究所（IDAE）により管理及び監視される。

2023年12月31日現在の当規則に基づき計上された金額は、注記10.3に記載されている。

規制対象業務における欠損

2009年4月30日付け勅令法第6／2009号及び2010年4月9日付け勅令法第6／2010号は、2013年時点で設定された送電網への接続料率が、全ての電力システム経費を補填するのに充分で、事前に欠損が出ないものでなければならないと規定している。2009年から2012年の期間において、2009年4月30日付け勅令法第6／2009号は、各年度における欠損の上限を定め、この期間年度に設定される接続料率はそれらの上限を超過することを防止するのに充分でなければならないと規定していた。当該上限は、2010年12月23日付け勅令法第14／2010号及び、2012年12月28日付け勅令法第29／2012号により変更された。

前述の勅令法は、2001年から2008年まで期間に本土外の地域における発電において回収できなかった超過コストの未回収部分に対する補償金を含め、欠損の資金手当てに基づいて電力会社が累積した徴収権の証券化を規制している。

さらに、この法律は、規制対象業務の決済のタイミングに差異が生じる場合に、法律に規定された電力会社が一定の割合の資金を手当しなければならないこと（エンデサは44.16%に相当）、及び、これらの会社が、規制対象業務の決済に当たって支払った額をそれらが認識された年度について回収する権利を有することも義務付けている。

2010年4月9日付け勅令法第437／2010号は、2012年12月31日までに発生した電力システムの欠損の証券化の規制し、2014年12月12日付け勅令法第1054／2014号は2013年に発生した欠損の証券化について定めている。直近では2014年12月15日に合意された、当該勅令に基づいた譲渡により、2013年までの料金不足に関して譲渡された全ての権利が認識された。

2014年以降、2013年12月26日付け電力部門法第24／2013号は、発生の可能性のある時期的な不一致が決済システムの全ての当事者により、それぞれに割り当てられた報酬の比率に従って、見積りシステム収益の2%を年間金額の上限（又は累積で5%）として資金提供する旨を定めている。この制限を超過した場合、接続費用又は料金は同じ金額分見直される。係る制限内において資金を提供する事業者に、不一致分を市場金利相当で向こう5年間で係る資金を回収する資格を与えた。

ウクライナにおける戦争の経済及び社会的影響への対応、ラ・パルマ島の復興支援、及び脆弱なその他の状況に対する対応措置に関する2022年12月27日付け勅令法第20／2022号は、2022年の推定不均衡額の90%を2023年に割り当てることを定めている。この譲渡を受け、2022年度の最終決算で、2023年11月28日国家市場競争委員会（CNMC）により、2021年からの繰越剰余金772百万ユーロの充当後、1,690百万ユーロの剰余金の計上を承認した。

2023年12月31日現在の当規則に基づき計上された金額は、注記41.1.1に記載されている。

エネルギー戦略及び気候フレームワーク

欧州連合は、地球温暖化への対応における明確なコミットメントを行っており、1990年から2050年までに温室効果ガス（GHG）排出を少なくとも80%削減するという目標を定め、全ての加盟国に対し野心的な目標及びコミットメントを表明した。欧州連合はパリ協定にも調印しており、同協定の目的は、世界全体の気温上昇が産業革命前と比較して2℃を超えないことに加えて、地球が1.5℃を超えて温暖化しないように努力することとしている（注記5.1参照）。

スペイン法制への目的転置は基本的に以下の法文書で構成されている。

- **気候変動とエネルギー転換に関する5月20日付法律第7／2021号（2021年5月21日付官報）。これは、2050年まで経済を脱炭素化するという欧州連合のコミットメントと、パリ協定の世界的なコミットメントを導入するための規制と制度の枠組みである。当該法律は、特に、以下の措置が含まれている。**
  - **目標は当面2つの経路で設定する。2030年までに、1990年と比較して少なくとも23%温室効果ガスの排出を削減、再生可能電力の少なくとも74%の発電目標、及びトレンドシナリオと比較して少なくとも39.5%以上エネルギー効率を向上させるという目標、並びに2050年までに、気候中立性を達成し、100%再生可能電力システムを達成する目標である。**
  - **固定エネルギー価格の長期的な認識に基づく報酬枠組みを通じた再生可能エネルギー促進措置**
  - **管理不能な再生可能エネルギーの統合支援を目的とする新たな水利権**
  - **保管設備の所有者又は独立型のアグリゲーターのような電力部門での新規者の参入**
  - **化石燃料への補助金を制限し、課税を見直すことによる、炭化水素鉱床開発の制限確立**
  - **建築工事におけるエネルギー効率化対策と再生可能エネルギーの利用の促進**
  - **2050年までに二酸化炭素（CO_2）を直接排出しない車両の保持のため、2040年から排出のない新車の乗用車／軽商業車の所有を目指した電気モビリティの促進。同様に、遅くとも2023年までに、住民5万人以上の自治州及び島嶼地域に低排出地域を設置し、ガソリンスタンドでの再充電インフラの開発を義務付ける。**
  - **気候変動に対応するための資源の投入：二酸化炭素（CO_2）排出量取引からの収入の少なくとも450百万ユーロを電力システムの費用を賄うために毎年充てる。**

- 欧州委員会の承認を受け、2021年3月16日に閣僚会議で承認された2021-2030国家エネルギー・気候計画（NECP）（現在改訂中）：当該計画は、エネルギー及び気候に関する政策を統合、欧州連合により設定された目標の達成へのスペインの寄与の反映、を設定した国家戦略計画の枠組みである。2021-2030（NECP）はまた、経済全体の現代化に向けた移行におけるマイルストーン及びステップも定めており、これには、1990年と比較して23%の温室効果ガス（GHG）排出の削減、国内の最終消費エネルギーの42%（発電においては74%）を占める再生可能エネルギーの展開、及びエネルギー効率の39.5%の向上が含まれている。加えて、全部門（エネルギー、産業、運輸、農業、住宅、廃棄物、及び自然供給）が2030年に向けて行わなければならない取組みも取り上げられている。これに沿って、政府は、「エスパーニャ2050」として知られている国家長期戦略を採択し、9つの主要なスペイン国家課題を特定した。特にカーボンニュートラル、持続可能かつ気候変動に強靭な社会の構築をめざしている。2023年6月28日、閣僚理事会は、事前の公開協議プロセスを経て、2021-2030年国家エネルギー・気候計画（NECP）の新たな更新案を欧州委員会に提出することに合意した。これは、2030年までに達成すべき気候・エネルギー目標に関する基準を引き上げることを提案するものである。具体的には、排出削減目標を23%から32%へ、再生可能エネルギーの最終消費目標を42%から48%へ、発電における再生可能エネルギーの目標を74%から81%へ、最終エネルギー消費削減目標を41.7%から44%へ引き上げることが提案されている。新計画では、2030年までに風力発電が合計62GW、太陽光発電が76GW、太陽熱発電が4.8GW、バイオマスが1.4GW、ストレージが22GW導入される予定だ。当該改訂手続は、スペインが新たなEU目標を達成することを可能にし、現在の環境及び必要性、特に生態移行を進めるために資金の40%以上を用いる計画である回復、変革、強靭化計画（RTRP）に含まれる措置及び目標の影響に対処するものである。計画の最終文書は2024年6月に欧州委員会に提出される予定である。
- 公正な移行戦略：その人口が低炭素経済への移行の影響を受ける地域の雇用機会を最適化することを目的としている。

最後に、2021‐2030国家気候変動適応化計画（PNACC）が2020年9月22日に閣僚会議で承認された。本計画は、気候変動の影響に対する協調的な対策を推進するための基本的な計画の枠組みで構成されている。

経済の回復、変革、強靭化計画

2020年10月7日、スペイン政府は、次の10年間の課題に対処するために、スペイン経済を近代化し、促進するために必要な4つの変革、すなわち生態的な転換、デジタル変革、ジェンダーの平等、社会的領域的結束に焦点を当てた、経済の回復、変革、強靭化のための計画を発表した。

当該回復計画は、今後数年間での著しい規模の公民投が予定されており、欧州連合（EU）復興計画（Next Generation EU）からの資金で賄われる予定である。

当該計画は、経済・社会構造の変革に最大の能力を有する製造部門に直接影響を与える推進力とみなされる10項目の主要な方針を含んでいる。以下の通りである。

政策
1.過疎化及び農業の発展に対処するための都市及び地方に関する課題
2.強靭なインフラ及びエコシステム
3.公正かつ包括的なエネルギー移行
4.21世紀に向けた行政
5.産業構造と中小企業の現代化及びデジタル化、観光業の回復、及び起業家精神旺盛なスペイン国民を後押し
6.科学及び革新のための協定国民保健システムの能力強化
7.教育及び知識、継続的な研修及び能力開発
8.新たな経済における雇用ケア及び雇用政策
9.文化及びスポーツ産業の促進
10.包括的かつ持続可能な成長に向けた税制の現代化

生態的な移行への投資は計画全体の37%を超え、デジタル化は33%を占める。

エネルギー分野では、前述の方針に次のような行動、
再生可能エネルギー発電、スマートグリッド及び電力インフラの大規模な展開
再生可能水素ロードマップの策定、及び部門別統合
エネルギー移行の影響を受ける地域の利用を保証するための公正な移行戦略の策定
持続可能なモビリティ及び建物の改修の推進
などの対策が、エネルギー効率化措置の推進とともに盛り込まれている。

その結果、複数の関係省庁は、当該計画の下で特定の行動分野を扱う具体的なプロジェクトの説明会を招集した。

一方、異部門間での行動を想定する世界的な手段である、経済回復及び変革に向けた様々な戦略プロジェクト(PERTE)**も承認された。**

プロジェクト	セクター
経済回復及び変革に向けた戦略プロジェクト(PERTE)	電気自動車とコネクテッドカーの開発
	再生可能エネルギー、再生可能水素、貯蔵
	循環型経済
	産業の脱炭素化
	最先端のヘルスケアのために
	農業食品
	言語の新しい経済学
	海軍産業のために
	航空宇宙
	水循環のデジタル化
	マイクロエレクトロニクスと半導体
	社会･介護経済

2023年6月6日、閣僚理事会は、2023年10月2日に欧州委員会によって承認された復興･変革･強靭化計画(RTRP)を延長する補遺の最終文書を承認した。補遺版では、新たな改革パッケージが導入され、経済復興と変革のための戦略的プロジェクト(PERTE)が強化され、融資のためのいくつかの新設基金が含まれている。具体的には、840億ユーロの融資、さらに77億ユーロの補助金、REPowerEUプログラムの下での26億ユーロが含まれ、復興･変革･強靭化計画の下での援助総額は1600億ユーロに達する。この補遺には、主要な地域プロジェクトに資金を提供するための200億ユーロの「自治体レジリエンス基金」の創設、一連の税制上の優遇措置や控除の追加、特定分野のガバナンスの強化などが含まれている。

送配電網へのアクセス及び接続に係る規制

2019年1月11日付け勅令法第1／2019号から生じたスペイン市場競争委員会(CNMC)に割当てられた新たな責任に従って、アクセス及び接続の認可に係る特定の規定を、勅令の下で政府、及びスペイン市場競争委員会(CNMC)の双方が、各々の権限に応じて通達を通じて策定する必要がある。

2020年12月30日、送配電網へのアクセス及び接続に関する2020年12月29日付け勅令法第1183／2020号が官報に掲載された。当該勅令は、生成者及び消費者の双方にアクセス及び接続の許可を与えるための要件及び手続を規定している。一般的な基準が一時的に優先される。しかしながら、再生可能エネルギーの浸透を促進するために、既存の発電施設、及び送電網の新たなハブ又は電力容量が規制緩和されているか若しくは生じているハブにおけるアクセス容量の入札をハイブリッド化する場合には、当該一般要件の例外としている。

当該勅令は、省令により、新たな計画過程を通じて導入された、又は一定量のアクセス容量が規制緩和されたハブにのみ適用される容量入札が発表される可能性を規定している。入札参加者は再生可能な発電施設でなければならず、これには蓄電施設も含まれうる。

当該勅令はまた、蓄電及び施設のハイブリッド化、及び保証制度に関する側面も規制する。

最後に、自家消費施設へのアクセス及び接続の認可の免除を導入し、これまで同一ハブにおいて存在していた複数の関係者による接続要求があった場合のアクセス及び接続認可の手続を担っていたシングル･ハブ･パートナーの形をなくし、今後は各促進者が送配電網管理者に直接関わるようにする。

一方、スペイン市場競争委員会（CNMC）の2021年1月20日付け通達第1／2021号が2021年1月22日に官報に掲載され、発電施設の送配電網へのアクセス及び接続の方法論及び条件が規定された。当該通達は、アクセス容量の評価及び認可の付与における手続、期限及び要件を規定している。

2021年11月3日に、2021年11月2日付け省令第TED／1182／2021号が官報で公表され、その後2021年11月3日付け省令第TED／1198／2021号で修正された。当該省令は、送電網に退避アクセス容量Justa Mudéjar 400 kV移行ハブを再生可能発電施設に付与するための公共入札に適用される手続及び要件を定め、入札を求めている。当該省令は、新たな再生可能電力を育成し、当該地域の社会経済的利益を生み出すことでその潜在性を最適化するために、Teruel火力発電所の閉鎖により影響を受けたJusta Mudéjar移行ハブへのアクセス容量を付与するための具体的な規制基盤を規定するものである。

2022年6月10日、環境移行・人口動態課題省（MITECO）は、2020年12月29日付け勅令法第1183／2020号の規定に基づき、送電網の特定のノードにおける、総容量5,844 MWのアクセス容量の入札を要請する省令案の手続を開始した。

一方、2022年8月9日には、2022年8月3日付けエネルギー担当国務長官決裁が公表され、送電網の特定のノードにおけるアクセス容量において別の入札を行うことが決議された。2023年には、送電網の特定のノードに対するアクセス容量の入札を実施するためのさまざまな決議も発表された。

最後に、スペイン政府はCOVID-19危機の経済的影響とウクライナで進行中の戦争に対応するため、その他の側面も含め、アクセスや接続許可を管理するための一定の措置を導入した。

電力の少額消費者自主価格料金（SCVP）及び法的契約制度

2014年3月29日、2014年4月1日からの少額消費者自主価格料金（SCVP）を算出するための方法論を定める2014年3月28日付け勅令法第216／2014号が公布された。当該勅令の主要点は以下の通りである。

- SCVPの計算に用いられるエネルギーの費用は、請求対象期間における日次及び日中の毎時当たりのエネルギー価格に、調整サービス、容量に対する支払及びシステム運営者及び市場運営者の資金支払を上乗せしたものである。

- システムに統合されている遠隔検針メーターを据え付けている消費者については、毎時当たりの価格が実際の毎時当たりの消費量に適用され、その他の場合は、システム事業者によって公表されているデータが使用される。

- 代替措置として、参照サプライヤーは、SCPV適格の顧客に、固定価格の形で1年間提供することが義務付けられ、この価格は、改訂可能な接続料金及び残りの項目についての1年間の固定価格（ユーロ／kW）で構成される。この固定価格は1か月間有効で、スペイン全土で共通である。各該当サプライヤーは、当該期間中、1つのみの有効な固定価格を提供することができる。

- 当該勅令はまた、社会的補填がSCVPの25%の割引に相当する旨を定めている。

少額消費者自主価格（SCVP）についての時間当たりの請求手続は、2015年6月4日に公表された。当該手続の下で、2015年7月1日から、統合されている遠隔検針メーターを据え付けている消費者に対しては、消費に関するデータではなく、実際の時間帯消費量に基づいて請求されることになった。上記にもかかわらず、電力会社は2015年10月1日までITシステムを適合させる猶予期間を与えられている。

2016年11月25日、官報に少額消費者自主価格に係る取引利益を算出する方法論を確立する2016年11月18日付け勅令法第469／2016号が公布され、その結果として2014年3月28日付け勅令法第216／2014号に含まれる取引利益を無効化し、電力の少額消費者自主価格の算出手続及び契約電力の法的枠組みを確立した最高裁判所の各種の判決を遵守したものである。

2016年12月24日、2017年1月1日より発効する2016年12月22日付け省令第ETU／1948／2016号が公布され、少額消費者自主価格に係る取引利益を規定した。2017年3月25日に公表されその翌日に発効した2017年3月24日付け省令第ETU／258／2017号を通じて、上記の取引利益の一部について、エネルギー効率国家基金への拠出コストに対応する新たな値が設定された。

2021年10月1日、環境移行人口・動態課題省（MITECO）は、少額消費者自主価格（SCVP）規制の改正を分析し、エネルギー移行過程を視野に入れた低減すべき変動幅及び最適化すべき設計を可能にする提案を収集するために、予備的な公開協議過程を開始した。当該予備公開協議期間の後、環境移行・人口動態課題省（MITECO）は、とりわけ、契約電力10kW以下の国内の顧客及び零細企業に適用される、日単位及び日中の市場価格とともに、先渡商品バスケット及びその範囲の修正を組み入れた、小規模消費者向け任意価格（PVPC）のエネルギー費用の算出式の修正を含む勅令草案の公聴会プロセスを開始した。

2023年6月13日付勅令法第446／2023号が2023年6月14日に公布され、2024年1月1日より小口消費者向け任意価格（PVPC）の算出方法が変更された。

－ 特に、PVPCは、契約電力が10kW以下の国内消費者及び零細企業に適用される。

－ エネルギーコストは、OMIPを参照した先物商品のバスケットを組み込んだ先物市場に部分的に連動する。これは2024年に25%、2025年に40%、2026年から55%と段階的に実施される。残りはスポット価格となる。フォワードシグナルを指標とする部分は、月次（10%）、四半期（36%）、（54%）の製品に分配される。大臣令により、これらの比率は修正され、2021年9月14日付勅令法第17／2021号で規定された、管理可能な低エミッションエネルギー及び非排出エネルギーのオークションから生じる価格への言及が、参照供給者が参加する場合に含まれる。

－ 小口消費者向け自主価格（PVPC）は、参照供給業者に対し、関連法令により毎年設定される社会的補填の資金調達コストに加え、2022年3月29日付勅令法第6／2022号以降に負担した金額を回収するための追加係数を認識するものである。

さらに、この勅令は、非本土領土（TNP）における発電に関する規制の一部を改正するものである。

エネルギー効率

成長性、競争力及び効率を促進するための緊急措置を承認した2014年10月15日付け法律第18／2014号は、省エネルギーの達成を目的として、エネルギー効率国家基金を創設した。

2023年3月30日、2023年におけるエネルギー効率化国家基金への拠出義務を定める3月27日付命令TED／296／2023が発表され、エンデサに対する2023年の経済相当額は4,900万ユーロに設定され、そのうち少なくとも3,000万ユーロ（60%）を同基金に拠出しなければならない。省エネ証書（CAE）を提示することで、残りの義務を果たすことができる。

一方、2023年1月25日、2023年1月24日付勅令法36／2023号が公布され、7月18日付令TED／815／2023により一部施行された省エネ証書（ESCs）制度が制定された。一方、7月18日付のTED／845／2023号令が制定され、エネルギー効率化行動に関する標準化措置のカタログが承認された。

最後に、2023年12月26日、2024年に国家エネルギー効率化基金に拠出される拠出金に関する命令案の手続きが開始された。エンデサには、2024年までの貯蓄義務相当額として9,900万ユーロが割り当てられており、そのうち少なくとも35%は基金への拠出金で賄う必要があるが、残りの義務はESCの提示によって満たすことができる。

電力及びガスシステムの料金計算の方法論

電力・ガス系統への接続料金を算定するための方法論が承認されるとともに、2019年1月11日付け勅令法第1／2019号の下、その責任がスペイン市場競争委員会（CNMC）に置かれることとなり、政府は電力及びガスシステムの料金計算の方法論を承認しなければならないと定めている。これらの方法論では、料金によって賄われるべきコストを、差別的でなく、政府が推進するエネルギー政策、すなわち効率性、経済の電化、公正なエネルギー移行に適合するような方法で配分するために用いる変数を定めなければならない。

当該勅令法に従い、電力システムの料金計算方法論を定めた2021年3月9日付け勅令法第148／2021号は、2021年3月18日に官報（BOE）で公布され、ガスシステムの方法論は2020年12月29日付け勅令法第1184／2020号によって承認された。

2023年度電力料率

スペイン市場競争委員会（CNMC）の2022年12月15日付け決議が2022年12月22日の官報（BOE）に掲載され、2023年1月1日現在のエネルギー送配電網におけるアクセス料率を承認し、2022年1月1日現在有効の価格から平均1.0%の引き下げを明らかにした。

なお、2022年12月23日付け省令第TED／1312／2022号が2022年12月29日の官報（BOE）に掲載され、2023年1月1日から適用される電力系統料金及び2023年度に適用される電力系統の特定の規制費用が承認された。2023年度の新規料金は2022年1月1日に承認された当該料金よりも平均でおよそ40.0%引き下げられた。

2024年度電力料率

スペイン市場競争委員会（CNMC）の2023年12月21日付け決議が2023年12月25日の官報（BOE）に掲載され、2024年1月1日現在のエネルギー送配電網におけるアクセス料率を承認し、2023年1月1日現在有効の価格から平均1.1%の引き下げを明らかにした。

2024年度料金に関しては、2023年12月27日付け勅令法第8／2023号が、ウクライナ及び中東で進行中の紛争の経済的・社会的影響に対処し、スペインの干ばつの影響を緩和するための措置を採択したため（詳細は後述）、2024年度料金を承認する閣僚令が最終的に承認されるまで、2023年度料金を延長した。これに関連して、2024年2月14日、2024年2月9日付の政令TED／113／2024が官報（BOE）に掲載され、2024年の電力系統料金の価格を定め、電力系統の様々な規制コストを設定し、2023年に関する料金水準を維持し、2024年2月15日に発効した。

第七次一般放射性廃棄物計画草案（GRWP）

使用済み核燃料を含む放射性廃棄物の管理と原子力施設の解体・廃止に関する政府の方針を更新する文書である第7次放射性廃棄物総合計画（GRWP）の通常の戦略的環境アセスメント手続きを、2020年に環境移行・人口動態課題省（MITECO）が開始した。GRWPの戦略的環境声明は2023年7月27日に発表された。同計画は最終的に2023年12月27日に閣僚理事会で承認された。この点に関して、本計画から導き出される将来費用の見積もりにばらつきがあることから、2024年1月12日、MITECOは、Empresa Nacional De Residuos Radiactivos, S.A, S.M.E.が提供するサービスの資金調達に使用される非課税公共賦課金に関連する固定料金単価を修正する勅令案に関する協議プロセスを開始した。（Enresa）の運転中の原子力発電所に関するものである。この提案によると、2024年7月1日以降、ユニット固定料金は7.98ユーロ／MWhから11.14ユーロ／MWhに引き上げられる。

電力システムの持続可能性のための国家基金創設に関する法案

2021年6月1日、閣僚会議は電力システム持続可能性国家基金（通称FNSSE）を創設する法案を承認し、現在国会で審議中である。この法案の目的は、再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物に対する特別な報酬制度に関連する費用の一部又は全部を賄うことである。この基金は、電力だけでなく、多様なエネルギー部門の事業者からの拠出、2012年12月27日付け法律第15／2012号により発生する税収、二酸化炭素（CO_2）排出権の競売からの収入、一般国家予算（PGE）項目（基金の年間歳入の10%を上限とする）やコミュニティ基金から拠出される。したがって、法案は、全てのエネルギー部門間の既存の企業レベルでの再生可能目標の達成に伴うコストを再配分することを目的としたメカニズムが想定されており、5年間にかけて段階的に実施される。

エネルギー商品戦略

2021年2月9日、閣僚会議は、排出中立経済への移行と、電力システムへの再生可能エネルギーの効果的な統合に不可欠と考えられる要素であるエネルギー商品戦略を承認した。

エネルギー商品戦略は、2021‐2030国家エネルギー気候計画（NECP）及び2050年以前の気候中立目標での想定に沿って、現在利用可能な8.3GWからおよそ2030年度に20GW、2050年度に30GWに至るまで、貯蔵の必要性を定量化している。さらに、エネルギー商品を形作る全ての技術を、適用可能な方法及びシステムに従って分類し、それらの効果的な展開のための行動を、市場接続手順及び価格構造とシグナルにおけるそれらの役割を考慮に入れて、電力市場における貯蔵の参加のための規制上の課題とともに、特定している。加えて、これらが代表する経済的課題が、資金調達を促進する産業政策の必要性とともに分析される。

二酸化炭素（CO_2）無排出の対価に関する法律案

2021年8月3日、閣僚理事会は、国会での精査のため、電力市場から排出されない二酸化炭素（CO_2）に対する報酬を規定する法律案を承認した。

当該法律案は、2003年10月25日以前に操業していた温室効果ガスを排出しない本土の生産施設に対して、限界排出技術でユーロ20.67／tCO_2の超える二酸化炭素（CO_2）排出権の価値を卸売市場価格に上乗せして得られる高い収益に比例して報酬を支払う義務を定めている。これには、運転開始時10MW以下の発電所、及び2013年12月26日付け法律第24／2013号第14条に基づき規制される報酬制度を有する発電所を除いている。

徴収された金額は、容量メカニズム及び残りの料金請求（主に再生可能エネルギー及びタイミングの不一致）を賄うために、公的機関に関連して、社会的排除の危険にさらされている深刻に脆弱な顧客に供給するための費用を共同で賄うために使用される10%を除いて用いられる。

配電網の閉鎖に関する勅令

2023年4月26日、2023年4月25日付け勅令法第314／2023号が公布され、閉鎖配電網に対する行政認可の手続きと要件が整備され、閉鎖配電網とその所有者に対する特別な条件と要件、行政認可の手続きと失効事由が規定された。

この規定に従って、面積が$8km^2$を超えない工業地域は、閉鎖配電網として認可される。ただし、その配電網は、独自のネットワークによって、その敷地内にある工業会社に電気を配電することを条件とする。

産業用消費者とは、全国経済活動分類（CNAE／NACE）のカテゴリーB又はCに属する消費者、及びグループDとEに属しながらも統計上産業用と認められる消費者を指す。

非産業消費者も100人までネットワークに参加できる。ただし、その消費者が産業と関係があり、ネットワーク内又はネットワークに隣接しており、総電力消費量の2%以下であることが条件となる。

閉域網の産業所有者は、閉域網を建設するか、配電会社から購入する必要があり、その管理、メンテナンスへの投資、閉域網に接続する消費者への通行料や料金などの請求に責任を持つ。一方、閉域網のメンバーに電力を販売する業者は、消費されたエネルギーのみを請求する。

電気自動車充電サービス

2022年3月19日、電気自動車充電サービスの提供を規制する2022年3月8日付け勅令法第184／2022号が官報に掲載された。当該規則の主な内容は以下の次の通りである。

- 当事者の権利及び義務を規定し、公衆又は企業向け充電事業に参入可能な法的に2つの当事者は以下の通り定義される：充電ステーション経営権所有者で、その物理的運営の責任者である充電ポイント事業者、及び当該事業者と電気自動車の利用者との間の仲介者で、当該利用者に付加価値サービスを提供する電気移動サービス提供会社を規定した。

- 一回限りの公共充電ステーションの義務的性質を強化し、技術的又は契約的障壁を排除する。

- さらに、事業者及び供給者の双方は、充電ステーションの所在地、特徴及び充電価格のような情報を含む正式な充電ステーションの地図を公表する目的で、環境移行・人口動態課題省（MITECO）、スペインの自治州、セウタ及びメリリャに必要な情報を提供しなければならない。

COVID-19健康危機、ウクライナ戦争、その他の脆弱な状況に伴うエネルギー分野での行動

2020年3月以降、COVID-19の大流行とそれに伴う健康危機を受けて非常事態宣言が発表された後、政府は、パンデミックによる経済的・社会的影響に対抗するためのさまざまな行動を想定した、さまざまな勅令による一連の立法規定を採択した。それ以来、ウクライナで進行中の戦争が経済的・社会的にもたらす影響に対応するため、これらの措置の一部が延長され、新たな措置が採用されている。

この文脈でとられた主な措置は、前のセクションですでに説明したさまざまな電力供給活動に関連する具体的な措置とは別に、以下の通りである。

- 税制においては、同法は、ガス及び電気に係る付加価値税（VAT）の5%への引き下げが2023年12月31日まで延長され、電力に係る実効税率が0.5%に引き下げられ、及び電力生成価額に係る課税が停止された（この特別措置に関して、電力系統は、収益及び費用が均衡することを担保するために、相当額が補償される）。

- 電力料金請求書に、認可された規制の変更に伴い、請求書に記載されている様々な項目を顧客が理解できるように、より詳細な情報を記載、説明しなければならない。

- 供給者は、契約を変更する意図がある場合には前もって1か月前に、変更前及び変更後の価格比較及び年間コストの見積りを含め、顧客に通知しなければならない。また、供給者は常に、契約の終了及び契約により要求される追加サービスに関する条件を含め、利用可能な提供価格について、透明性があり、比較可能かつ更新された情報を発行し、スペイン市場及び競争委員会（CNMC）に送付しなければならない。

- 関税・料金に関しては、電力集約型需要家に対する電気料金の80%引き下げが2023年12月31日まで実施され、その結果生じるコストは国家一般会計予算（「PGE」）から補填され、その額は1億1250万ユーロに相当する。加えて、一般国家予算（PEG）から2,000百万ユーロが割当てられ電力系統料率に充当する。最後に、同法は、2022年度の決算で生じることもあるいかなる余剰分も2023年度の決算に充当することを指示している。

- 天然ガスの最終価格税制（TUR）に関しては、2022年までのTUR見直しにおける原料価格の最大15%上昇という要件が2023年12月31日まで延長された。一方、年間消費量が5万kWhを超える所有者（又はそのグループ）及びエネルギーサービス会社の共同体に対しては、コスト削減を目的として、2023年12月31日まで有効な新しいTURが創設された。当該ガス対策の費用は一般国家予算で賄われる。

- 容量3MW以上の充電ステーションはすべて、環境移行人口・動態課題省（MITECO）の認可を受けた上で、公共事業として認定される。容量が小さいステーションは、行政認可の取得義務が免除される。さらに、電気モビリティを促進するため、2024年12月31日まで、新型電気自動車の購入額及び事業活動に使用していない納税者の所有地に充電ステーションを設置するための金額について、個人所得税の源泉徴収額から15%を控除することが盛り込まれている。

- 天然ガス価格の上昇を補うために大口ガス企業にも援助が行われる。

- 0.20ユーロ／kg（0.20ユーロ／l）の特別割引が導入され、石油、ディーゼル燃料、液化石油ガス（LPG）、液化天然ガス（LNG）、圧縮天然ガス（CNG）、バイオメタン又はバイオディーゼルのような特定のエネルギー向けに支給される。

- 欧州の法律に従い、電力部門に「市民エネルギー共同体」という新しいテーマを導入する。その他の権利のなかでも、これらのコミュニティは流通網を所有し、消費者の代理人として集団的な自己消費を行うことができる。既存の再生可能エネルギー・コミュニティの概念については、欧州の特定の法律に基づいて新たな権利が定義され、関連する配電網事業者が「エネルギー移転」を促進する。これらの地域社会は、関税や料金、関連する手数料や税金の対象となり、システム全体のコスト配分に貢献することになる。

これらの措置のいくつかはその後、2023年12月27日付け勅令法第8／2023号（ウクライナ及び中東で進行中の紛争の経済的・社会的影響に対処するための措置及びスペインの干ばつの影響を緩和するための措置）により拡大された。

これらの措置には、2022年10月11日にスペイン政府が発表した「＋エネルギー安全保障計画」として知られる緊急時対策が含まれる。これは、欧州連合全域における他のスペインのパートナーとの連帯の手段として、ウクライナにおける戦争によって引き起こされた価格危機から国民を保護し、ガス消費を減らし、エネルギー自給性を改善させ、競争力を高め、エネルギー輸出を増やすことを支援する。政府は、当該計画が来る冬の間に一次天然ガス消費量を5.1%から13.5%の間で削減が可能である、と予測しており、これは既に実施されている又は検討段階にある他の措置と合わせて、充たすべきEUのコミットメントを可能にするものである。当該計画は73の施策（一部は既に承認又は開始されているが、その他はまだ最終決定されておらず、法制度の見直しが行われる）を想定しており、以下の6つのブロックで構成されている。

1. エネルギーの効率及び備蓄
2. エネルギー移行の推進
3. 脆弱な消費者、家庭及び事業者の保護
4. 租税上の措置
5. 戦略的自律性
6. 他の欧州のパートナーとの連帯

電力部門における研究とイノベーションを促進するための規制試験台

2022年7月12日、2022年7月11日付勅令法568／2022号が官報（BOE）に掲載され、電力部門における研究・イノベーション促進のための規制試験台の大枠が確立された。その目的は、規制改正を迅速化し、規制改正がこのセクターのニーズにより適合したものとなるよう、規制改善の可能性をテストするための管理されたスペースを設けることである。したがって、当該規制は、研究及び技術革新を促進させ、規模、期間、地理的地域が限定され、部門の規制の免除を必要とする試験的プロジェクトの立上げを可能にするものである。プロジェクト担当者は、各試験的プロジェクトにおける規則及び条件を規定するスペイン市場競争委員会（CNMC）の協力を得て、エネルギー担当国務長官と試験実施要項に署名しなければならない。2023年6月6日、2023年5月31日付のTED／567／2023号令が官報（BOE）に掲載され、電力部門における研究・イノベーション促進のための規制試験台へのアクセスが発表された。

天然ガス価格の価値を卸売市場価格に組み込むことにより、発電設備の市場収益を減少させる一時的メカニズム

2021年9月14日付け勅令法第17／2021号は、天然ガス価格の高騰がガス及び電力の小売市場に与える影響を緩和するための緊急措置に関するもので、特に、2021年9月16日の発効から2022年3月31日までの間、非排出発電施設に対し、天然ガス価格の価値が卸電力料金に含まれた後に得られるとされる高収益に比例した金額を支払う義務を定めた。この仕組みはその後、2021年10月26日付け勅令法第23／2021号「卸売・小売電気・天然ガス市場における消費者保護と透明性向上のための緊急エネルギー対策」によって改正された。当該規定は、2013年12月26日付け電力部門法律第24／2013号第14条に規定される報酬制度を有する発電所、及び10MW以下の発電所を除いている。この収益減少の結果生じた金額は、システム料金の減額に充当される。同様に、支払義務の範囲は、2021年9月14日付け勅令法第17／2021号より前の固定価格契約及び期間契約の対象となるエネルギー、又は1年以上の期間を対象とする新たな固定価格契約の対象となるエネルギーには適用されない。当該先渡契約において、エネルギーの一部が市場価格に部分的に連動する場合、非連動の比例部分のみ除外される。生成者は毎月、先渡商品の対象とするエネルギーの責任ある明細書及び裏付け書類を提出する。さらに、発電事業者及び販売事業者は、同一企業グループの企業間又は第三者との間の物理的及び財務的な先渡契約商品を、スペイン市場競争委員会（CNMC）に定期的に通知しなければならないことが定められている。

2022年3月29日付け勅令法第6／2022号は、ウクライナ戦争の経済的・社会的影響に対応する国家計画の枠組みにおける緊急措置を採択し、さらに多くの修正を加えた。より正確には、2022年3月31日以前の先渡固定価格契約によってカバーされるエネルギーはメカニズムから除外されるが、カバー期間が1年以上で、2022年3月31日以降の固定価格で手配されるヘッジ手段は、固定価格が67ユーロ／MWh以下であれば除外される。同一事業グループの発電セグメント及び給電セグメント間の二者間契約の場合、ヘッジ価格は、給電者が最終消費者に転嫁する価格であり、その場合、免除固定価格は、当該部門の平均供給マージンにおける67ユーロ／MWhの価額を引き上げて決定される。

最後に、+Seguridad para tuenergía（+SE）計画の下で、エネルギー消費者向け保護の追加提供、及び天然ガス消費の削減への貢献のための措置、及び公共部門職員の報酬、干ばつにより影響を受けた兼業農業従事者の保護に関する措置に係る、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号は、2023年12月31日まで延長された。

卸電力価格を引き下げる生産コスト調整メカニズム

2022年5月14日、2022年5月13日付け勅令法第10／2022号が官報（BOE）に掲載され、卸売市場での電力価格を引き下げるための暫定的な生成費用調整メカニズムが確立された。この措置は、限界化石燃料技術の生産コストを調整するメカニズムを確立するもので、卸売市場のマッチング価格の同等の引き下げを達成することを目的としており、当初2023年5月31日までであったが、その後2023年3月28日付勅令法第3／2023号により2023年12月31日まで延長され、2022年5月13日付勅令法第10／2022号で規定された卸売市場での電力価格を引き下げるための生産コスト調整メカニズムが拡張された。

このメカニズムは、火力発電所で消費されるガスの基準価格と、スペインの組織ガス市場（MIBGAS）のスポットガス価格との差に基づく調整を確立するものである。勅令法第3／2023号により定められた現在のガス価格は、2023年1月の45ユーロ／MWhから2023年12月の65ユーロ／MWhまで上昇する予定である。また、このメカニズムは、コンバインドサイクル発電所、石炭火力発電所、熱電併給など、規制の対象となっていない発電所、2022年12月27日付け勅令法第20／2022号に従い、特定報酬制度を一時的に免除することが認められた2013年以前の熱電供給及び廃棄物施設（設備容量50MW以上100MW未満）にも適用される。調整額は、卸売市場価格を直接連動した価格でエネルギーを購入しているか、卸売価格に係るメカニズムの有益な効果を既に反映している契約に更新しているかのいずれかの理由で、卸売市場から調整の恩恵を直接得ているイベリア需要家の間で分配される。この最後の側面に関連して、バッテリーとポンプ消費の双方の備蓄供給ユニット、及び発電向け補助サービス提供業者は、調整費用の支払を免除される。

当該メカニズムの実効性は、2022年6月8日に付与された欧州委員会の承認を条件としていた。これを受けて、環境移行・人口動態課題省（MITECO）は、2022年6月14日を当該メカニズムの開始日（2022年6月15日の卸売市場対応価格から）とする2022年6月8日付け省令第TED／517／2022号を制定した。この仕組みは2023年12月31日に失効した。

電力契約を促進する長期的なメカニズム

2021年9月14日付け勅令法第17／2021号は、天然ガス価格の高騰がガス及び電力の小売市場に与える影響を緩和するための緊急措置に関するもので、特定の報酬制度が適用されず、再生可能エネルギーオークションで落札されなかった、管理可能で非排出型の低マージナル生産量の10年間の最低価格の最大25%をカバーする長期電力購入契約のオークションを通じて、電力の長期契約を奨励する一定の市場メカニズムを導入した。対象となる売主は、発電において支配的な事業者とみなされる発電事業者である。購入者は、この発表の決議で定められた条件で基準となる供給者でもある供給者（電気事業者を統括する団体を除く）であり、直接消費者である。

電気集約型消費者のための法令

2023年6月13日付け勅令法第444／2023号が2023年6月14日に公布され、2023年12月15日付け勅令法第1106／2020号が改正され、電気集約型消費者に関する法令を規制する。この勅令は、2020年に承認された電気集約型消費者に関する法令を改正するもので、特定の産業施設が電気集約型消費者として認証されるための要件を規定している。この改正により、対象となる活動のカタログが拡大され、一定の要件が緩和され、その結果、受益者数が拡大した。また、再生可能エネルギーの特定報酬制度に関連する費用と、料金に含まれる本土以外の電力システムの費用を相殺するための補助金の上限額も、すべての活動に対する85%から更新された。重大なリスクのあるセクターは85%、リスクのあるセクターは75%（消費量の50%が炭素源によるものであり、消費量の10%又は再生可能エネルギーによる自家消費で消費量の5%について先渡契約を締結していることを証明できる場合は85%まで）、又は特に脆弱な施設（電気料金が一定の粗付加価値（GAV）の閾値を超える場合など）はより高い割合となる。ただし、受益者が負担する料金は、いかなる場合も0.5ユーロ／MWh以下であってはならない。

加えて、上述の通り、電力集約型消費者証明書を保有する消費者は、送配電網へのアクセス料金について、一時的に最大80%の減額を受ける権利を有する。

環境アセスメント法の変更

環境アセスメントに関する2013年12月9日付法令21／2013の付属書I、II、IIIを改正し、2023年6月13日付け勅令法445／2023号が2023年6月14日付官報（BOE）に掲載された。同法が有効であった数年間に蓄積された経験に基づき、欧州の法律に沿うよう、また、より一貫性を持たせ、その内容を更新するために、通常及び簡略化された審査手続きの対象となるプロジェクトを規制する。主な内容は以下の通りである。

- 通常のプロセスによる環境影響評価の対象となる新しいタイプのプロジェクトを導入し、特にエネルギー部門、工業、鉱業に影響を与えるプロジェクトが対象となる。
- 一部のプロジェクトをプロセスから除外していたいくつかの閾値を撤廃することで、簡易評価プロセスの範囲を拡大する。現在、簡素化された評価プロセスの対象となるプロジェクトは、電気化学電池を使用した独立型エネルギー貯蔵施設、電力施設とハイブリッド化されたあらゆる技術、既存の送電線の特定のリパワーリング、又は再生可能資源から電解水素、光電水素、光触媒水素を製造するための産業施設である。

エネルギー税及び信用機関及び融資機関に係る租税の暫定的な導入、資産家向けに係る一時的な連帯税の創設、及び特定の税制の改正を規定する2022年12月27日付け法律第38／2022号

同法は最終的に2022年12月28日付の官報（BOE）に掲載されたが、エネルギー賦課金に関する同法の主な内容は以下の通りである。

- 2023年度及び2024年度において、本法は、支払義務が生じる（暦年の初日付けで生じる）年の前暦年の間にスペインで行われた事業から得た純収入に係る1.2%の暫定課税を導入する（注記51参照）。
- 課税対象となる収入には、既に支払われている又は反動で負担されている、炭化水素に係る租税、石油から得られる燃料に係るカナリア諸島自治共同体の特別税、及びセウタ及びメリリャでの燃料及び石油ベース燃料に係る補填賦課金の対象となる収入は含まれない。課税対象となる収入には、規制価格供給（電力では「PVPC」、ガスでは「TUR」、ボンベ詰めLPG、管送LPG）として理解される規制事業に関連する収入、電力及び天然ガスの送配網から生じる規制収入、並びに本土外の地域での規制報酬及び追加報酬の対象となる発電の場合は、市場及び経済配分からの収受を含め、施設から受領する収入も全て含まない。
- 当該課税は、エネルギー部門の主要な事業者の地位を有し2019年度の年間収入が1,000百万ユーロを超える個人又は企業、又は主要な事業者の適格事業における本件での課税対象となる2017年度、2018年度及び2019年度の収入が同年度の収入合計の50%を超える個人又は企業に適用される。当該法律は、また、エネルギー部門での主要な事業者の地位は、スペインで原油又は天然ガスの生産、石炭の採掘、又は石油の精製を行い、かつ、発生する課税支払義務の対象である前年度の事業者の収入が、少なくとも75%が抽出、採掘、石油精製、又はコークス工場製品の製造の分野での経済事業から生み出されている場合の個人又は会社が該当する。
- 会社が連結税制の下で課税される税制グループの一部を構成する場合は、純収入は当該税制グループを基準にして決定される。
- 当該負担は租税公課外の法的位置付けであり、法人所得税における課税標準目的において損金とみなされず、第三者に転嫁することもできない。

12月27日付勅令第8／2023号は、ウクライナと中東における紛争の経済的･社会的影響に対処するための措置、及びスペインにおける干ばつの影響を緩和するための措置に関するもので、2024年度の国家予算一般法において、2024年1月1日以降に行われる戦略的投資に対してエネルギー部門に適用される奨励金の導入、及び2024年度の税制への統合に向けた両税金の構成の見直しを妨げることなく、これらの臨時徴収金を2024年まで延長した。

2023年12月27日付け勅令法第8／2023号、ウクライナ及び中東における紛争の経済的･社会的影響への対応策及びスペインにおける干ばつの影響緩和策について

2023年12月28日、この勅令法が官報（BOE）に掲載され、ウクライナと中東で続く紛争とスペインの干ばつによる経済的影響に対応するため、既存の措置の延長と新たな措置が制定された。エネルギー部門に影響を与えるこの法律の主な内容は以下の通りである。

- エネルギー課税の分野では、すでに実施されている措置の一部が拡大され、一定の変更や新機能が追加された。付加価値税（VAT）については、2023年12月31日まで適用されていた5%の軽減税率が、電力については2024年中、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。電力特別税については、2023年12月31日まで0.5%の軽減税率が適用されていたが、2024年第1四半期には2.5%、2024年第2四半期には3.8%に引き上げられる。また、電気事業税については、2024年第1四半期は3.5%、2024年第2四半期は5.25%、その後は7%となる。最後に、純売上高の1.2%のエネルギー税は2024年まで延長されたが、2024年1月1日以降のエネルギー部門への戦略的投資に対する優遇措置が2024年度国家予算で導入されること、及び2024年度の税制への最終的な統合に向けて同税の構成を見直すことを妨げるものではない。

- 社会的保護措置のうち、社会的補填による割引（社会的弱者65%、深刻な社会的弱者80%、低所得勤労世帯40%）が2024年6月30日まで延長された。また、電気、水道、ガスの基本的な供給を不払いの場合に弱者への供給を停止することを禁止した。さらに、規制ガス料金（TUR）の伸びの制限と、住宅所有者組合向けの特定規制料金（TUR）の存在が拡大された。一方、社会的補填の支給が義務付けられている様々なカテゴリーの代理店に対する社会的ボーナスの支給単価が調整された。
- 関税・料金に関しては、2023年の料金は2024年の料金が省令で承認されるまで延長され、電力集約型産業向けの送配電網へのアクセス料金の80%割引は維持された。最後に、2022年と2023年の決済による余剰金は、2024年の電力システム料金の財源に充てられることが想定されており、一般国家予算には、システムの経済的・財政的持続可能性を確保するため、料金に関連する費用を賄うための追加項目が盛り込まれる。
- 再生可能エネルギー・プロジェクトの展開に関しては、特定の行政上のマイルストーン達成のために規則で定められた期限が延長された。このため、2017年12月31日以降、本規則以前にアクセス・接続許可を取得したプロジェクトについては、建設に関する行政認可の証明期限がさらに6ヶ月延長され、2024年7月25日までとなった。さらに、これらのプロジェクトは、勅令法の発効日又は建設行政許可日のいずれか遅い方から3ヶ月以内に、2020年7月25日から最長8年までの最終営業許可取得期間の延長、又はアクセス許可取得期間の延長のいずれか遅い方を請求することができる。揚水発電と洋上風力については、最終運転許可を除く許可の有効期間の合計が9年を超えないことを条件に、延長を申請することができる。同様に、12月26日付の電力セクターに関する法律24／2013が改正され、再生可能エネルギーオークションで与えられる総得点の30%までのウェイトを持つ非経済的な表彰基準が導入される。
- 自家消費に関連し、余剰電力がこれらの設備から確実に排出されることを目的として、オークション用に確保された容量の10%が送電網の全ノードに対して解放されることが想定されており、これにより、3月29日付の勅令法第6／2022号に基づいてすでに導入されている制度が、それ以降に宣言された、又は今後宣言されるオークション・ノードにも拡大される。
- 新規消費のための送電網への接続申請に関しては、大消費のための許可証の買い占めを防止するためのさまざまな措置が導入されており、具体的には、金銭的担保や、一定期間経過後の許可証の自動失効などがある。
- 最後に、水力発電によるエネルギーの貯蔵も水利用のひとつであり、都市への水の供給、農業用水に次ぐ第3位であるが、発電やその他の工業用水よりは上位である。この点で、揚水権益は適宜適応され、再出力が促進される。

ガスシステム

2015年5月22日、1998年10月7日付け法律第34／1998号を修正し、炭化水素部門に係る2015年5月21日付け法律第8／2015号が公布された。同法は炭化水素物の探査、調査及び採掘に関連する特定の租税措置及び非租税措置を規制しており、その目的はとりわけ、炭化水素部門の競争を促進し透明性を向上させ、不正行為を低減させ、消費者保護を強化し、消費者向け価格を引き下げ、法律違反及び罰則に係る規則を適用するために、炭化水素法を改定して同法を現状により即したものとすることである。

天然ガスに関して、この法律は、消費者に、より競争力があり、より透明性の高い価格を提供し、競争を促進するために新規供給者の参入を可能にする組織化された天然ガス市場の創生に努めている。組織化されたガス市場の運営業者の指名も行われ、いずれの承認を受けた天然ガス設置者も検査を実施し（以前は卸売業者の責任であった）、新規供給業者の参入は、現行協定が存在する場合に他のEU加盟国に天然ガスを供給する免許の相互認識を通じて奨励され、供給保証を損なうことなく、供給業者に低コストで柔軟性を提供するために最低安全備蓄に関する特定の措置が採択され、戦略石油備蓄公社（CORES）が戦略的な天然ガス備蓄を維持することを可能にする。

2015年10月31日、2015年10月30日付け勅令法第984／2015号が公布され、組織化されたガス市場及び天然ガスシステムの設置への第三者による接続に対する規制が行われた。この勅令には、このガス市場の運営に関する基本的な規則が、ガス設置の検査手続等の他の措置とともに含まれている。

2017年11月10日付け閣僚会議の決議を受けて、エンデサを含む支配力を有する天然ガス市場事業者が市場創設者として行動することを義務付け、サービス統治された取引条件を定めた決議が2017年12月13日に公表された。

2023年度天然ガス料金

2022年12月22日付けエネルギー政策鉱山総局の決議は、2022年12月28日に公表され、2023年1月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（LRT）を定めた。2021年9月14日付け勅令法第17／2021号の規定と比較して、最終保障料率1（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）及び最終保障料率3（LRT3）は、各々およそ7.7%、9.0%及び9.5%の引き上げとなる。一方、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号で導入された所有者共同体に適用されるLRT料率は約2.0%の引き下げである。

2023年3月30日、2023年3月28日付けエネルギー政策鉱山総局の決議が発表され、2023年4月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（LRT）が設定された。最終保障料率1（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）、最終保障料率3（LRT3）は、各々およそ26.4%、30.1%、31.7%引き下げられた。一方、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号で導入された所有者共同体に適用されるLRT料率は48.7%から57.3%引き下げられた。

2023年6月29日、2023年6月27日付けエネルギー政策鉱山総局の決議が発表され、2023年7月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（LRT）が設定された。最終保障料率1（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）、最終保障料率3（LRT3）は、各々およそ2.3%、2.8%、3.0%引き下げられた。一方、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号で導入された所有者共同体に適用されるLRT料率は3.4%から5%引き下げられた。

最後に、2023年9月29日、2023年9月28日付けエネルギー政策鉱山総局の決議が発表され、2023年10月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（LRT）を定めた。最終保障料率1（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）、最終保障料率3（LRT3）は、各々およそ3.4%、0.3%、1.1%引き下げられた。一方、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号で導入された所有者共同体に適用されるLRT料率は10.7%から20.2%引き上げられた。

2024年度天然ガス料金

2023年12月29日、2023年12月28日付けエネルギー政策鉱山総局の決議が発表され、2024年1月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（LRT）を定めた。最終保障料率1（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）、最終保障料率3（LRT3）は、各々およそ6.5%、7.9%、8.5%引き上げられた。一方、2022年10月18日付け勅令法第18／2022号で導入された所有者共同体に適用されるLRT料率はおよそ4.8%から6.8%引き上げられた。

6.2.欧州における規制の枠組み

欧州におけるエネルギー及び環境

欧州委員会の規則（EU）2021／1119及び2021年6月30日の欧州議会は、気候中立性を達成するための枠組みを設定、気候規則を修正し、正味の温室効果ガス排出量（GGE）を2030年までに1990年の水準と比較して少なくとも55%削減するという欧州全体の目標を設定している。

さらに、2021年7月14日、欧州委員会はこの目標の達成を支援する一連の提案（「Fit for 55」として知られる）を採択した。主な提案は以下の通りである。

- 排出量取引制度（ETS）を見直し、年間削減率を高めることで排出枠を削減し、2030年には2005年比で62%の削減目標を設定する。他の事項のなかでも、この見直しは、航空に関する証明書の無償割当を廃止し、海運を対象範囲に入れ、道路輸送と建築物に関する新しい排出権制度を創設するものである。

- 建設、国内陸上及び海上輸送、農業、廃棄物及び小規模産業に関連する各加盟国の排出削減目標を通じ、加盟国による温暖化ガス排出年間削減義務に関する規則（努力分担規定として知られている）を強化する。

- 2023年10月に承認された再生可能エネルギー指令の見直し（EU指令2023／2413）により、再生可能エネルギー発電の目標が、「Fit for 55」パッケージで提案された40%から、次節で述べるREPowerEU計画で想定される42.5%（45%達成を目指す）に引き上げられる。

- エネルギー効率指令（EU指令2023／1791）の見直しが2023年9月に承認され、2030年までに消費量を11.7%削減するというEU全体の目標が設定された。これは、Fit for 55パッケージで想定されている9%目標よりも野心的であるが、REPowerEU計画で設定されている提案（13%）よりは低い。

- 自動車やバンの二酸化炭素（CO2）排出基準を強化し、2035年時点で登録された全ての新車をゼロエミッションとする。運転者が車両に充電又は燃料を供給できるようにするために、代替燃料インフラの展開に関する欧州議会及び理事会の規則は、加盟国に対し、ゼロ排出ガス車販売に沿って充電能力を拡大し、主要幹線道路上に充電及び燃料補給ポイントを定間隔に設置することを要求する：充電については60kmごと、水素燃料補給については150kmごと。

- 航空・海運部門は、主要な港や空港でクリーンな電力供給を受けられなければならない。

- エネルギー課税指令の改正。エネルギー製品への課税をEUエネルギー・気候政策と整合させることを提案する。

- 電力を含む対象選定製品の輸入に炭素（CO_2）価格を課す新しい炭素国境調整メカニズムが提案されている。このメカニズムは、5月10日付規則（EU）2023／956により、2023年5月に承認された。

エネルギー価格高騰対策

COVID後の景気回復及びそれに伴う需要の増加により、2021年度下半期にエネルギー価格が上昇したことを受けて、欧州委員会は2021年10月に既存の欧州法に違反することなく価格上昇に対応するために加盟国が採用する可能性のある手続に関する通信文を公表した。

ロシア・ウクライナ間の紛争により生じている危機の状況の悪化を受けて、欧州委員会は2つの通信文を発信した。

- 2022年3月8日、「REPowerEU：より手頃、安全かつ持続可能なエネルギーに向けた共同欧州行動」と題する通信文を公表した。来たる冬を見据えて充分なガス備蓄を確保する必要性、及び欧州連合の供給を多様化させ再生可能エネルギーを推奨することでロシアへのガス供給の依存を減らす必要性に焦点を当てている。高いエネルギー市場価格に対応するために加盟国により適用できる措置、及び加盟国により実施しなければならない特定の手続の下での条件も示している。

- 2022年3月23日、同委員会は「安定供給と手ごろなエネルギー価格：当面の対策と次の冬に備えるための選択肢」と題するコミュニケーションを発表した。加盟国がエネルギー価格の上昇に対処するためのさまざまな選択肢を提示した。

当該2つの通信文は、様々な取組みや計画を通じて具体化した。

- 2022年5月18日、欧州委員会は、ロシアのウクライナ侵攻に起因する世界のエネルギー市場での困難及び混乱に対応するため、REPowerEU計画を発表した。当該計画は、短期的にロシアの化石燃料への欧州の依存を減らし、生態系の移行を進め、エネルギーを節約する一方で、クリーンエネルギー生成を増やし、EU全体のエネルギーシステムの強靭性を確保するための様々な措置を構想している。それは、欧州が必要としている新たなエネルギー・インフラ及びエネルギーシステムを構築するための財政的、法的措置によって支えられている。

- また、2022年5月18日、委員会から「短期的なエネルギー市場への介入及び電力市場の設計での長期的な改善‐行動指針」と題する通信文が公表された。同コミュニケーションでは、エネルギー価格の高騰に対処し、ロシア産ガスの供給が途絶える可能性に対応するための、いくつかの短期的な追加オプションについて概説している。また、化石燃料からの移行に対応し、価格ショックへの強靭性を高め、消費者保護及び手頃な電力供給に対応するため、電力市場の設計を最適化できる様々な分野にも規定している。

上記にもかかわらず、エネルギー価格の更なる上昇により、欧州委員会は2022年10月6日、当該価格高騰の影響を緩和するために緊急介入の期限付き措置を定めた規則を公表した。主な対策は以下の通りである。

- 2022年12月から2023年3月まで、月間総消費量の10%、ピーク時消費量の10%における少なくとも5%、又はピーク時消費量の3%を削減する。

- 特定の限界収益未満で生成可能な電力生成者の市場収益に係る180ユーロ／MWhの上限を導入し、余剰分を最終顧客に再配分する。

- 加盟国が家庭及び中小企業向けの供給価格を設定する際に公的介入措置を適用することを可能にする。

- 石油、天然ガス、石炭及び精製部門が主な事業であるEU企業からの連帯拠出金を創出し、2022年及び／又は2023年の課税年度において適用される、前年度以上に得られた「超過」利益に基づいて算定する。

これらの措置に関連して、欧州委員会は2023年6月5日、エネルギー価格の高騰を緩和するための一時的な緊急措置の見直しに関する報告書を発表し、これらの措置を延長する必要はないとの見解を示した。

当該規制はまた、価格上昇とボラティリティの結果としてエネルギー企業が直面している流動性の問題にも対応し、欧州委員会が、欧州規制当局（欧州証券市場監督局（ESMA）及び欧州銀行監督局（EBA））とともに、担保及び保証に関連する問題、及び日中の過度のボラティリティを制限する可能性のある方法を評価している、と述べた。

並行して、ガス卸売市場の新たな価格上限メカニズム、及び電力市場の新たな設計に係るさらなる議論が行われた。

これに関連して、2022年12月29日、欧州連合官報に規則第2022／2578号が公表され、いわゆる市場是正メカニズムが規定された。これは、欧州連合で世界市場価格を反映しない過度に高いガス価格の事例を制限するために発動される暫定的な手段である。当該仕組みはTitle Transfer Facility（TTF）の主要なデリバティブ市場に係る天然ガス取引、及びその他の仮想交換点に連動された満期が1か月から1か年のデリバティブ取引に適用される。この規則は2024年1月31日まで適用される予定だった。しかし、2023年12月19日、規則（EU）2023／2920が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、その有効期限が2025年1月31日まで延長された。

2022年12月29日には、ガス購入の調整強化、信頼できる価格ベンチマーク、国境を越えたガス交換を通じて連帯レベルを向上させるための規則（EU）2022／2576も発表された。2023年12月29日、規則（EU）2022／2576の適用期間を2024年12月31日まで延長することを改正する規則（EU）2023／2919が欧州連合官報（OJEU）に掲載された。

一方、再生可能エネルギーの導入を加速するための枠組みを定めた規則（EU）2022／2577が2022年12月29日に発表された。同規制は当初18か月間施行される予定だった。しかし、2024年1月10日に欧州連合官報（OJEU）に掲載された規則（EU）2024／223により、一部の条項は2025年6月30日まで延長された。

2023年3月28日、理事会は、規則（EU）2023／706により、2022年8月5日の理事会規則（EU）2022／1369に規定されている、加盟国内のガス需要を15%削減するための自主的措置をさらに1年間（2023年4月1日から2024年3月31日まで）延長することに合意した。

担保の問題に関連して、2023年11月28日、欧州委員会は、欧州委員会委任規則153／2013を改正し、非金融清算メンバーについて、エネルギーデリバティブの清算機関に対する無担保銀行保証の利用を2024年5月29日まで延長する規則案を採択した。この規則は、国会及び理事会の精査期間が終了した時点で公表される。欧州連合官報（OJEU）に掲載されると、翌日には発効する。

電力市場改革の提案

2023年3月14日、欧州委員会は電力市場改革に関する提案を採択し、欧州議会と欧州理事会で審議されることになった。当該提案の主な特徴は以下の通りである。

- 新規の風力、太陽光、地熱、水力、原子力発電施設の電力購入契約（PPA）や差金決済契約（CfD）の利用を促進し、再電力供給や耐用年数の延長・長期化を行うことで、顧客を価格変動から守るための自然エネルギー（及びクリーン技術）の促進。
- 柔軟性メカニズムを強化し、目標を示し、加盟国が需要管理や貯蔵のための支援制度を導入できるようにする。
- 消費者保護の強化。市場のボラティリティへのエクスポージャーを減らすために、販売業者にヘッジ義務を課すこと、最後の砦としての供給者の役割を設けること、加盟国が危機の際に、規制された小売価格を家庭や中小企業に拡大できるようにすること、脆弱な消費者の接続を切断することの禁止をさらに強化すること、などである。

さらに、ネットワーク報酬の方法論は、送電網とネットワークのニーズを予測できる投資を考慮すべきとしている。

2023年9月14日、欧州議会は電力市場改革案に関する合意を承認し、2023年10月17日、欧州理事会はこの問題に関する姿勢について合意に達した。最終的に、両機関は2023年12月14日に合意に達することができ、この合意は2024年初めに正式に採択される予定である。注目すべきは、最終合意のもとでは、キャパシティ・メカニズムはもはや最後の手段としての資格はなく、欧州委員会に対し、承認プロセスを迅速化・合理化する方法を検討するよう求めていることだ。

一方、欧州委員会は2023年3月14日、卸売エネルギー市場の整合性と透明性に関する規則（REMIT）の改正案を採択した。この提案は、欧州連合エネルギー規制当局協力機構（ACER）の権限を大幅に拡大し、制裁と調査の権限を付与するものである。この提案では、内部情報や市場参加者といった用語の定義も試みられている。一方、市場濫用規制から新たな規定を導入し、市場参加者の義務を重複させるケースもある。2023年11月16日、欧州理事会と欧州議会は暫定合意に達した。立法手続きは、理事会と議会による正式な承認と欧州連合官報（OJEU）への掲載を待っている。

再生可能エネルギー指令

2023年10月18日、改正再生可能エネルギー指令（EU）2023／2413がEU官報に掲載された。

最も注目すべきは、2030年までにEUの最終エネルギー消費量の42.5%を再生可能エネルギーとし、最終的には45%を目指すという目標である。この指令はまた、許認可を迅速化し、「自然エネルギー促進地域」と呼ばれる地域の内外にあるプロジェクトを区別するためのさまざまな措置も導入している。

また、再生可能なガスとみなされるために満たすべき一定の要件も定められている。水素のような非生物起源のガスが再生可能であるとみなされるために満たさなければならない基準は、2つの委任法で完結する。

エネルギー効率指令

2023年9月20日、改正エネルギー効率指令（エネルギー効率に関する指令（EU）2023／1791及び規則（EU）2023／955の改正）が欧州連合官報に掲載された。同指令はより野心的な目標を想定しており、EUのエネルギー消費削減目標は、2020年を基準として2030年までに11.7%の削減を義務付けている。最終需要家レベルでのエネルギー効率化義務制度に関しては、年間削減義務が0.8%から2024-2025年には1.3%、2026-2027年には1.5%、2028-2030年には1.9%に引き上げられる。

天然ガス、再生可能ガス及び水素の域内市場に関する指令及び規則

2023年11月27日と2023年12月8日、欧州議会と理事会はガスパッケージ指令と規則について合意に達した。このパッケージの主な目的は、再生可能ガスや低炭素ガスの市場参入を促進することである。

主な合意点は、低炭素水素の定義、水素ネットワークの分離、ネットワーク事業者が受け入れる混合比率の上限（2%に設定）、EU水素インフラストラクチャーの計画と開発を調整する独立した水素事業体「EU水素ネットワーク事業体（ENNOH）」の設立である。

EU諸国からのガスの共同購入は自主的に維持されている。

建築物のエネルギー効率指令

2023年12月7日、建築物のエネルギー効率指令に関する合意が成立した。

合意された主な内容には、新築の公共建築物及び既存の非住宅建築物で大幅な改修工事を行う場合に太陽エネルギーを設置する義務、2040年までに化石燃料ボイラーを段階的に廃止すること、最低エネルギー性能基準、2028年からは新築の公共建築物、2030年からはその他の建築物もゼロ・エミッションにする義務などがある。建物内の電気自動車に関しては、充電ステーションの最低数を増やすため、新築・改築の建物に事前配線が義務付けられる。加えて、加盟国は、国別の建物改修パスポート制度と建物改修工事のワンストップ・ショップを確立しなければならない。

金融規制

2022年10月に、欧州委員会は2022年10月18日付け欧州委員会委任規則第2022／2310号を承認し、店頭商品及びその他の店頭デリバティブ契約での保有ポジションの精算閾値を4,000百万ユーロに引き上げた。

2022年12月7日、欧州委員会は店頭デリバティブ、中央取引当事者及び取引保管機関に関する規則（EMIR）の改正案を採択した。この提案は現在、欧州機関（理事会、欧州議会、欧州委員会）間の三者協議の段階で議論されており、合意を得て最終文書を採択することを目指している。

表の主な変更点は、清算基準額に対するポジションの計算である。この提案はまた、公認の中央取引所（CCP）又は欧州連合法で認められたCCPで清算されていないデリバティブのみを計算に含めるべきだとしている。また、グループ内取引の報告免除を廃止することも提案されている。また、CCPは、流動性の高い商業銀行や公的銀行の保証を、清算期間内に要求があれば無条件で利用できることを条件に、適格担保として受け入れることができる。

一方、2023年3月7日、証券市場と投資サービスに関するスペイン法6／2023が官報（BOE）に掲載された。これは、情報要件に関する指令2014／65／EUを改正する2021年2月16日付の欧州議会及び理事会指令（EU）2021／338をスペイン法に移管するものである、この指令は、COVID-19危機からの回復を支援するため（「MiFIDクイックフィックス」として知られる）、情報要件、商品ガバナンス及びポジション制限、ならびに投資会社への適用に関する指令2013／36／EU及び（EU）2019／878を改正するものである。この指令により、グループ全体の活動が主要事業に付随する企業については、付随事業免除を適用する意向を規制当局に通知する要件が削除される。同指令はまた、商品デリバティブ、排出枠又はそのデリバティブの取引所外での現金決済における正味未決済エクスポージャーが30億ユーロの閾値を超えないことを根拠として、同活動が付随的であるとみなすための第三の基準を導入している。これらの規定は、投資会社及び投資サービスを提供するその他の事業体の法制度に関する2023年11月8日付け勅令法第813／2023号でさらに詳しく規定されており、付随的活動の免除に基づいて免除された場合であってもポジション制限制度が適用されることが明記されている。

同指令はまた、ポジション制限制度を改正し、重要なデリバティブに限定している。これらの規定は、2023年11月8日付け勅令法第814／2023号（金融商品、取引参加資格、譲渡性証券の登録及び市場インフラストラクチャー）により実施されている。

持続可能な金融

国連による持続可能な開発のためのアジェンダ2030及び気候変動に関するパリ協定の採択を受けて、欧州委員会は、資本の流れを持続可能な投資に振り向けさせることを目的の1つである「持続的成長へのファイナンス」で知られる行動計画を公表した。

行動計画の一環として、持続可能な投資を促進するための枠組みの設定に関する2020年6月18日付け欧州議会及び理事会規則第2020／852号が2020年に公表された（タクソノミー規制）。

環境的に持続可能であるとみなされるためには、経済活動は、この規則に規定された6つの環境目標のうち1つ以上に実質的に貢献しなければならず、気候変動の緩和及び気候変動への適応、及び他の環境目標のいずれにも重大な損害を与えないことが含まれる。

さらに、2021年6月4日付け欧州委員会委任規則第2021／2139号において、経済活動が気候変動の緩和及び適応に実質的に寄与しているとみなされるために満たすべき技術的要件が定められている。大別すると、タクソノミーは再生可能資源を用いた発電事業を対象とし、化石燃料を用いた発電は対象としない。タクソノミーにより網羅するために原子力発電や天然ガス火力発電が満たすべき技術要件は、まだ明確にされていない。

最後に、2021年12月10日に、2021年7月6日の欧州委員会委任規則第2021／2178号が欧州連合官報（OJEU）に公表され、タクソノミー規則に含まれる義務を遵守するために提供されるべき情報及び実施されるべき算定が設定された。

2022年3月、欧州委員会は、気候変動の緩和及び適応に係る気候補完委任法を承認した。これは、ガス及び原子力に関連する多くの事業を想定したものである。

一方、2022年3月、持続可能金融プラットフォームが欧州委員会に勧告書を提出した。これは、タクソノミーの残りの4つの目的（水及び海洋資源の持続可能な利用と保護、循環経済への移行、汚染の予防及び制御、生物多様性と生態系の保護及び回復）の技術的要件に係る委任規則を起草するために委員会向けに基礎としたものである。

2023年6月13日、欧州委員会は、気候変動以外の環境目標である「水・海洋資源の持続可能な利用と保護」、「循環型経済への移行」、「汚染の防止と抑制」、「生物多様性と生態系の保護と回復」のうち1つ以上に実質的に貢献する経済活動に対する、欧州連合（EU）の新たな分類基準を採択した。この規則は2023年12月に発効し、2024年1月1日から適用される。

政府援助

2022年3月23日、欧州委員会は、ロシアによるウクライナ侵攻を受けて経済支援を目的とした政府による援助措置に関する暫定枠組みに係る通知を発行した。当該暫定枠組みで、欧州委員会は、戦争に起因する経済的影響を軽減するために加盟国が採用することができる政府援助措置の域内市場との適合性の評価の指針となるべき要件、及び欧州連合及びその国際的パートナーにより採択されたその後の制裁、及びロシアにより採択された対抗措置を特定している。

欧州委員会はまた、2022年全体を通して「国家援助に向けた暫定的な危機の枠組み」のいくつかの改正を採択した。これは、加盟国が、ロシアのウクライナ侵攻後、2023年12月31日までの「REPowerEU」計画の目的に沿って、経済を支援するために、国家援助規則に規定された柔軟性の利用の継続が認められているものである。欧州委員会はその後、従来の枠組みを2024年6月まで延長し、企業が受けられる支援額を増やした。

卸売市場

2022年5月10日以降、そして欧州連合のエネルギー規制協力庁（ACER）の決定第4／2017号に定められた見直し要件を受けて、日次市場の統一最高限度価格が3,000ユーロ／MWhから4,000ユーロ／MWhに引き上げられた。決定第4／2017号は、上限値は、上限値の60%に達した後5週間で1,000ユーロ／MWhまで引き上げなければならないと規定している。2022年8月に4,000ユーロ／MWhに達し、新たな引き上げに繋がるはずであったがまだ完了しておらず、2022年9月にエネルギー規制協力庁（ACER）が価格制限の修正に向けた要件見直しを開始した。2023年1月10日、エネルギー規制協力庁（ACER）は新たな要件に基づく決定第1／2023号を承認した。

注記7.連結範囲の変動

7.1.子会社

追加

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲に追加された子会社は以下の通りである。

会社	取引	取引日	事業	追加された会社					
				2023年12月31日現在の持分割合 (%)		2022年12月31日現在の持分割合 (%)		2021年12月31日現在の持分割合 (%)	
				支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
エンデサ･モビリティ、S.L.U. (1)	設立	2023年1月26日	モビリティ	100.00	100.00	-	-	-	-
Enel Green Power España, 1, S.L.U.(2)	設立	2023年7月27日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
EGPE Solar 2, S.L.U.(2)	設立	2023年7月27日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Stonewood Desarrollos, S.L.U.(3)	取得	2022年2月17日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Arena Green Power 1, S.L.U. (3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Arena Green Power 2, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Arena Green Power 3, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Arena Green Power 4, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Arena Green Power 5, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Enigma Green Power 1, S.L.U. (3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 4, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 5, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 6, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 7, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 8, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 9, S.L.U.(3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Shark Power Ren 10, S.L.U. (3)	取得	2022年6月14日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. (4)	設立	2022年11月21日	給電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-

(1) エンデサS.A.により設立された会社。2023年1月24日、エンデサS.A.の取締役会は、エンデサX Servicios S.L.U.が所有する電動モビリティ事業（エンデサX Way, S.L.の株式資本の49%を含む）のエンデサ･モビリティS.L.U.へのスピンオフからなる企業再編プロセスの開始を承認した。その後、2023年1月26日に、エンデサ･モビリティ社（Endesa Mobility, S.L.U.）がエンデサS.A.（Endesa, S.A.）の単独所有の下で法人化された。スピンオフは最終的に2023年4月3日に申請された。

(2) Enel Green Power España, S.L.U.により設立された会社

(3) エネル･グリーン･パワー･エスパーニャ社（Enel Green Power España, S.L.U.）が2023年12月31日に総額26百万ユーロで買収した会社。

(4) Endesa Energía, S.A.U.によって設立された会社。

支出残高

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、取得会社に関連する未払残高、支出要件及び想定支払日は以下の通りである。

百万ユーロ

	支払留保額総額		取得日	留保充足条項	想定支払日
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在			
Arena Power Solar 11, S.L.U. Arena Power Solar 12, S.L.U. Arena Power Solar 13, S.L.U.	3	3	2021年2月25日	事業建設着手日（「建設準備完了」）	「建設準備完了」 2024年12月

					環境影響評価書 (EIS) 2024年3月 「建設準備完了」 2025年12月
Arena Power Solar 20, S.L.U.	2	2	2021年7月29日	環境影響評価書 (EIS) の取得及び事業建設着手日 (「建設準備完了」)	
Savanna Power Solar 4, S.L.U. Savanna Power Solar 5, S.L.U. Savanna Power Solar 6, S.L.U. Arena Power Solar 33, S.L.U. Arena Power Solar 34, S.L.U. Arena Power Solar 35, S.L.U. Savanna Power Solar 9, S.L.U. Savanna Power Solar 10, S.L.U.	10	20	2021年2月25日 …… 2021年3月15日	事業建設着手日 (「建設準備完了」)	「建設準備完了」 2025年3月
Suggestion Power, Unipessoal, Lda	3	3	2020年9月14日	投資委員会 (IC) の開催日建設開始日 (「建設準備完了」) と商業運転開始日 (「COD」)。	投資委員会 (IC)。 2024年10月 「建設準備完了」2025年1月 商用運転日 (COD) 2026年8月
Stonewood Desarrollos, S.L.U.	-	2	2022年2月17日	-	-
合計	**18**	**30**			

これらの企業は、一方ではプロジェクト開発のための許認可を取得中であり、したがって取得日以降収益を生み出していない。具体的には、2023年にこれらの会社が行った投資総額は600万ユーロ（2022年は5,700万ユーロ）であった（注記20.1参照）。

変動

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に、連結範囲に含まれている子会社における支配権及び経済的所有の持分割合に生じた変動は以下の通りである。

会社	取引	事業	2021年度及び2020年度における会社の持分割合の変動					
			2023年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2022年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2021年12月 (%)	
			支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.(1)	取得	給電	100.00	100.00	100.00	96.42	100.00	96.42
Energías Especiales de Careón, S.A.(2)	取得	風力発電	97.00	97.00	97.00	97.00	77.00	77.00
Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U.(2)	取得	風力発電	-	-	100.00	100.00	80.00	80.00

(1) 2023年7月1日、Endesa Energía, S.A.U.（買い手）は、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.（売り手）からEnergía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.を僅少額で買収した。

(2) Enel Green PowerEspaña, S.L.U.により9百万ユーロで取得した持分のうち、7百万ユーロは当該会社の持分価格に関連し、2百万ユーロは当該会社が旧株主との間で引受けた債務の支払に関連する。当該取引は連結損益計算書には影響を与えず、7百万ユーロの純資産に係る表示に影響し、そのうち3百万ユーロが非支配持分に、4百万ユーロが親会社の持分に相当する（注記35.2、46.3参照）。

連結の範囲から除外された会社

2023年12月31日に終了する事業年度において、以下の子会社を連結の範囲から除外した。

会社	取引	事業	連結の範囲から除外された会社			
			2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)	
			支配	経済的所有	支配	経済的所有
Xaloc Solar, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	-	-	100.00	100.00
Endesa Comercialização de Energía, S.A.	解散	給電	-	-	100.00	100.00

(1) 2023年3月23日、エネル･グリーン･パワー･エスパーニャ社（Enel Green Power España, S.L.U.）は、同社株式を2百万ユーロで売却することを正式に決定し、これは買い手との債権相殺によって支払われた。売却総利益は100万ユーロ未満のマイナスである。

2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲から除外された会社はなかった。

合併

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲に含まれている子会社のうち、以下の合併が実施された。

存続会社	合併日	被合併会社	企業合併					
			2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%) (被合併会社)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%) (被合併会社)		2021年12月31日現在の持分割合 (%) (被合併会社)	
			支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
エンデサS.A.	2023年11月2日	Endesa Red, S.A.U. (1)	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00

	2023年9月19日	Energías Especiales Peña Armada, S.A.U.	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
	2022年6月22日	Parque Eólico Tico, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
Enel Green	2022年6月15日	Castiblanco Solar, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
Power España,	2022年6月15日	Coquina Solar, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
S.L.U.	2022年6月15日	Navalvillar Solar, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
	2022年6月15日	Valdecaballero Solar, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
	2022年10月7日	Planta Eólica Europea, S.A.U.	-	-	-	-	100.00	100.00

(1) 2023年9月22日、エンデサS.A.の取締役会及びエンデサS.A.の完全所有投資先であるEndesa Red, S.A.U.の単独取締役は、Endesa Red, S.A.U.がその資産及び負債を一括移転することによりエンデサS.A.に吸収され、その結果、Endesa Red, S.A.U.は清算されることなく消滅する合併計画を承認した。エンデサ・レッド社〔Endesa Red, S.A.U.〕のエンデサS.A.への吸収合併は、2023年11月2日付で申請された。

7.2.関連会社

連結の範囲に追加された会社

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲に追加された関連会社は以下の通りである。

会社	注記	取引	事業	追加された会社					
				2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2021年12月 (%)	
				支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L.(1)	26.1	設立	太陽光発電	64.05	64.05	-	-	-	-
María Renovables, S.L.(1)	26.1	設立	太陽光発電	45.36	45.36	-	-	-	-
Brazatortas 220 Renovables, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	33.96	33.96	33.96	33.96	-	-
Endesa X Way, S.L.(2)	26.1	設立及び売却	e-モビリティ	49.00	49.00	49.00	49.00	-	-
Energías Limpias de Carmona, S.L.(1)	26.1	設立	太陽光発電	18.75	18.75	18.75	18.75	-	-
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	9.39	9.39	9.39	9.39	-	-
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L. (1)	26.1	取得	太陽光発電	19.23	19.23	19.23	19.23	-	-
Instalaciones San Serván II 400, S.L. (1)	26.1	取得	太陽光発電	23.81	23.81	23.81	23.81	-	-
Promotores Mudéjar 400kV, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	37.19	37.19	37.19	37.19	-	-
Renovables Brovales 400kV, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	64.15	64.15	64.15	64.15	-	-
Ribina Renovables 400, S.L.(1)	26.1	設立	太陽光発電	40.21	40.21	39.24	39.24	-	-
Seccionadora Almodóvar Renovables, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	37.50	37.50	37.50	37.50	-	-
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	16.00	16.00	16.00	16.00	-	-
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L. (1)	26.1	設立	太陽光発電	60.53	60.53	60.53	60.53	-	-

(1) 合計1百万ユーロ未満でEnel Green Power España, S.L.U.により直接及び／又は間接的に設立された会社である。

(2) 2022年2月9日、Endesa Movilidad Eléctrica, S.L.U.が設立され、(現在はEndesa X Way, S.L.として知られている) Endesa X Servicios, S.L.U.が100%の持分を所有した。その後、2022年4月4日にEndesa X Servicios, S.L.U.が一部分離が正式決定され、電気自動車充電ステーション管理サービスの提供及び関連活動を含む電気モビリティ経済管理部門がS.L.U.Endesa X Way, S.L.へ移転された。2022年4月29日、Endesa X Servicios, S.L.U.は同社株式の51%をEnel X Way, S.r.l.に売却した。(エネル・グループの会社であり電気モビリティ事業の親会社である) に売却し、122百万ユーロと引き換えに、121百万ユーロの総キャピタル・ゲインを生み出させている (注記12、46.2及び47.1参照)。

変動

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に、連結範囲に含まれている関連会社における支配権及び経済的所有の持分割合に生じた変動は以下の通りである。

会社	注記	取引	事業	2021年度及び2020年度における会社の持分割合の変動					
				2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2021年12月 (%)	
				支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
Solana Renovables, S.L.(1)	26.1	売却	太陽光発電	39.90	39.90	49.84	49.84	49.84	49.84
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.(1)	26.1	取得	太陽光発電	40.21	40.21	39.24	39.24	-	-
Renovables Manzanares 400 KV, S.L.(1)	26.1	取得	太陽光発電	43.98	43.98	43.98	43.98	27.86	27.86

(1) 当該会社及び関連取引に関する主要な数値は重要ではない。

連結の範囲から除外された会社

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲から除外された関連会社は以下の通りである。

会社	注記	取引	事業	除外された会社					
				2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2021年12月 (%)	
				支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
Tecnatom, S.A.(1)	34、46.2	売却	原子力	-	-	45.00	45.00	45.00	45.00
Boiro Energía, S.A., S.L.(2)	26.1	売却	再生可能エネルギー	-	-	-	-	40.00	40.00
Depuración Destilación Reciclaje, S.L.(2)	26.1	売却	再生可能エネルギー	-	-	-	-	40.00	40.00
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.（清算中）(3)	26.1	解散	淡水化	-	-	-	-	45.00	45.00

(1) 2023年11月24日、27百万ユーロと引き換えに同社株式の売却が完了したが、この取引による損益は発生しなかった。

(2) 2022年6月2日、Enel Green Power España, S.L.U.は当該会社への投資を合計14百万ユーロで売却した。当該持分の売却による総利得は1百万ユーロである（注記14及び46.2参照）。

(3) 当該会社の主要な数値に重要性はない。

7.3.共同支配の取決め

7.3.1.共同支配事業

連結の範囲に追加された会社、変動及び連結の範囲から除外された会社

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含めたり、支配力及び経済的持分の割合を変更したり、連結の範囲から合弁事業を除外したりすることはなかった。

7.3.2.ジョイント・ベンチャー

連結の範囲に追加された会社

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲に追加されたジョイント・ベンチャーは以下の通りである。

会社	注記	取引	事業	買収企業					
				2021年12月31日時点の持分 (%) 2023年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2022年12月 (%)		2021年12月31日時点の持分 (%) 2021年12月 (%)	
				支配	経済的所有	支配	経済的所有	支配	経済的所有
グリネオ・ジェスシオン・サーキュラー社 (1)	26.2	設立	サービス	35.00	35.00	-	-	-	-
Campos Promotores Renovables, S.L. (2)	26.2	設立	太陽光発電	25.30	25.30	25.30	25.30	-	-
Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 KV, S.L. (2)	26.2	設立	太陽光発電	41.14	41.14	41.14	41.14	-	-
Novolitio Recuperación de Baterías, S.L. (1)	26.2	設立	電池再生	45.00	45.00	45.00	45.00	-	-
Rebuilding Agente Rehabilitador, S.L. (3)	26.2	設立	インフラ及びサービス	50.00	50.00	50.00	50.00	-	-

(1) Endesa Generación, S.A.U.により1百万ユーロ未満で設立された会社である。

(2) Enel Green Power España, S.L.U.により僅少の金額で直接及び／又は間接的に設立された会社である。

(3) Endesa X Servicios, S.L.U.により重要性のない金額で設立された会社である。

変動及び連結の範囲から除外された会社

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度に連結の範囲に含まれているジョイント・ベンチャーの支配権、経済的所有の持分割合、及び除外比率に変動はなかった。

注記8.セグメント情報

8.1.セグメント設定の基準

エンデサの組織は、その事業活動の遂行において、中核事業である電気及びガス発電、配電及び給電、並びに関連するサービスを優先する。そのため、セグメント財務情報は、業績を監視する執行委員会が用いるアプローチを基礎としており、以下のセグメントが含まれる。

- 発電、給電を含む。
- 配電
- ストラクチャー、主に持株会社の持分、金融会社及びサービス提供会社の残高及び取引を含む。
- 連結に係る調整及び相殺消去、セグメント間の相殺消去及び調整を含む

セグメント間の取引は、その目的及び条件によって、通常の事業活動の一部を形成する。

2023年度及び2022年度において、エンデサのいずれのセグメントにおいても、売上高の10%以上を占めた外部顧客はなかった。

前へ　　次へ

8.2.セグメント情報

8.2.1.セグメント情報：2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結損益計算書

百万ユーロ

	2023年度				
	発電及び給電	配電	ストラクチャー及びサービス	連結に係る調整及び消去	合計
収益	**23,179**	**2,466**	**501**	**(687)**	**25,459**
第三者向け売上	23,148	2,302	9	-	25,459
セグメント間取引による売上	31	164	492	(687)	-
仕入及びサービス	**(16,094)**	**(166)**	**(209)**	**157**	**(16,312)**
エネルギー・デリバティブから生じた収益及び費用	**(3,172)**	**-**	**-**	**-**	**(3,172)**
貢献利益	**3,913**	**2,300**	**292**	**(530)**	**5,975**
固定営業費用及びその他の利得及び損失	**(1,635)**	**(563)**	**(530)**	**530**	**(2,198)**
営業総利益(EBITDA)	**2,278**	**1,737**	**(238)**	**-**	**3,777**
非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失	**(1,137)**	**(684)**	**(43)**	**-**	**(1,864)**
減価償却費及び償却費	(1,031)	(694)	(43)	-	(1,768)
非金融資産の減損引当金	(116)	-	-	-	(116)
非金融資産の減損戻入	10	10	-	-	20
金融資産の減損損失	**(271)**	**3**	**-**	**-**	**(268)**
金融資産の減損引当金	(384)	(62)	-	-	(446)
金融資産の減損戻入	113	65	-	-	178
営業利益	**870**	**1,056**	**(281)**	**-**	**1,645**
持分法適用会社の純利益／(損失)	6	4	-	-	10
有形固定資産及び無形資産への投資[(1)]	**1,544**	**892**	**27**	**-**	**2,463**

(1) 使用権147百万ユーロの追加分(発電及び給電133百万ユーロ、配電7百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス7百万ユーロ)を含む(注記21参照)。

百万ユーロ

	2022年度				
	発電及び給電 	配電 	ストラクチャー及びサービス 	連結に係る調整及び消去	合計
収益	**30,722**	**2,348**	**472**	**(646)**	**32,896**
第三者向け売上	30,686	2,202	8	-	32,896
セグメント間取引による売上	36	146	464	(646)	-
仕入及びサービス	**(23,565)**	**(139)**	**170**	**140**	**(23,394)**
エネルギー・デリバティブから生じた収益及び費用	**(2,217)**	**-**	**-**	**-**	**(2,217)**
貢献利益	**4,940**	**2,209**	**642**	**(506)**	**7,285**
固定営業費用及びその他の利得及び損失	(1,231) (1)	**(506)**	**(489)**	**506**	**(1,720)**
営業総利益(EBITDA)	**3,709**	**1,703**	**153**	**-**	**5,565**
非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失	**(1,008)**	**(660)**	**(48)**	**-**	**(1,716)**
減価償却費及び償却費	(939)	(666)	(48)	-	(1,653)
非金融資産の減損引当金	(98)	-	-	-	(98)
非金融資産の減損戻入	29	6	-	-	35
金融資産の減損損失	**(137)**	**(25)**	**-**	**-**	**(162)**
金融資産の減損引当金	(285)	(96)	-	-	(381)
金融資産の減損戻入	148	71	-	-	219
営業利益	**2,564**	**1,018**	**105**	**-**	**3,687**
持分法適用会社の純利益／(損失)	11	4	-	-	15
有形固定資産及び無形資産への投資 (2)	**1,451**	**891**	**28**	**-**	**2,370**

(1) Endesa X Way, S.L.の持分51%のEndesa X Way, S.r.l.への売却による総利得を含む。当該会社の支配喪失後の留保持分(49%)を公正価値で合計238百万ユーロ認識している(注記26.1参照)。

(2) 使用権23百万ユーロの追加分(発電及び給電19百万ユーロ、配電3百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス1百万ユーロ)を含む(注記21参照)。

8.2.2.セグメント情報：2023年及び2022年12月31日現在の財政状態計算書

百万ユーロ

	2023年12月31日現在				
	発電及び給電 	配電	ストラクチャー及びサービス 	連結に係る調整及び消去	合計
有形固定資産(1)	10,132	12,555	152	-	22,839
無形資産	1,401	215	30	-	1,646
のれん	361	97	4	-	462
持分法適用投資	257	13	3	-	273
顧客との契約から生じた非流動資産	-	-	-	-	-
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	4,262	801	271	(422)	4,912
顧客との契約から生じた流動資産	-	4	-	-	4
その他(2)	1,923	588	4	-	2,515
資産セグメント	18,336	14,273	464	(422)	32,651
資産合計					41,283
顧客との契約から生じた非流動負債	20	4,328	-	-	4,348
非流動引当金	2,089	534	232	-	2,855
従業員給付引当金	116	125	27	-	268
その他の非流動引当金	1,973	409	205	-	2,587
顧客との契約から生じた流動負債	3	424	-	-	427
流動引当金	1,137	94	146	-	1,377
従業員給付引当金	-	-	-	-	-
その他の流動引当金	1,137	94	146	-	1,377
仕入先その他の支払債務	4,101	1,779	784	(422)	6,242
その他(3)	127	671	7	-	805
負債セグメント	7,477	7,830	1,169	(422)	16,054
負債合計					41,283

(1) 810百万ユーロの使用権（発電及び給電716百万ユーロ、配電25百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス69百万ユーロ）を含む（注記21参照）。

(2) 投資不動産69百万ユーロ（配電67百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス2百万ユーロ）（注記22参照）、棚卸資産2,060百万ユーロ（発電及び給電1,875百万ユーロ、配電185百万ユーロ）（注記31参照）及びその他の非流動資産386百万ユーロ（発電及び給電48百万ユーロ、配電336百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス2百万ユーロ）を含む（注記29参照）。

(3) 助成金227百万ユーロ（発電及び給電36百万ユーロ、配電191百万ユーロ）（注記36参照）及びその他の非流動負債578百万ユーロ（発電及び給電91百万ユーロ、配電480百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス7百万ユーロ）を含む（注記38参照）。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在				
	発電及び給電 	配電	ストラクチャー及びサービス 	連結に係る調整及び消去	合計
有形固定資産[1]	9,808	12,371	159	-	22,338
無形資産	1,388	209	39	-	1,636
のれん	361	97	4	-	462
持分法適用投資	259	12	3	-	274
顧客との契約から生じた非流動資産	-	-	-	-	-
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	4,969	677	232	(406)	5,472
顧客との契約から生じた流動資産	-	8	-	-	8
その他[2]	1,951	531	3	-	2,485
資産セグメント	18,736	13,905	440	(406)	32,675
資産合計					50,067[3]
顧客との契約から生じた非流動負債	13	4,287	-	-	4,300
非流動引当金	2,185	578	201	-	2,964
従業員給付引当金	121	131	26	-	278
その他の非流動引当金	2,064	447	175	-	2,686
顧客との契約から生じた流動負債	9	285	-	-	294
流動引当金	1,002	86	148	-	1,236
従業員給付引当金	-	-	-	-	-
その他の流動引当金	1,002	86	148	-	1,236
仕入先その他の支払債務	5,257	1,120	248	(406)	6,219
その他[4]	139	681	6	-	826
負債セグメント	8,605	7,037	603	(406)	15,839
負債合計					50,067[3]

(1) 782百万ユーロの使用権（発電及び小売給電683百万ユーロ、配電25百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス74百万ユーロ）を含む（注記21参照）。

(2) 投資不動産59百万ユーロ（配電57百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス2百万ユーロ）（注記22参照）、棚卸資産2,122百万ユーロ（発電及び給電1,930百万ユーロ、配電192百万ユーロ）（注記31参照）、及びその他の非流動資産304百万ユーロ（発電及び給電18百万ユーロ、配電283百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス3百万ユーロ）を含む（注記29参照）。

(3) 注記4参照。

(4) 助成金238百万ユーロ（発電及び給電36百万ユーロ、配電202百万ユーロ）（注記36参照）及びその他の非流動負債588百万ユーロ（発電及び給電102百万ユーロ、配電478百万ユーロ及びストラクチャー及びサービス8百万ユーロ）を含む（注記38参照）。

前へ　次へ

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の資産合計及び負債合計に対するセグメント別資産及び負債の調整表は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	12月31日現在 2023年度	2022年12月31日現在
資産合計	4	**41,283**	**50,067**
その他の非流動金融資産	28	663	1,160
非流動デリバティブ資産	44	879	1,249
繰延税金資産	25	1,608	2,660
当期税金資産	32	233	49
その他の税金資産	32	312	166
その他の流動金融資産	30	1,777	8,677
流動デリバティブ資産	44	1,054	2,533
現金及び現金同等物	33	2,106	871
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業	34	-	27
資産セグメント		**32,651**	**32,675**
負債合計	4	**41,283**	**50,067**
資本	35	7,204	5,758
長期借入金	41.3	9,636	11,704
非流動デリバティブ資産	44	544	2,408
その他の非流動金融負債	39	8	-
繰延税金負債	25	1,308	1,425
短期借入金	41.3	4,091	6,784
流動デリバティブ資産	44	1,673	4,990
その他の流動金融負債	39	104	51
流動当期税金負債	40	215	544
その他の税金負債	40	446	564
負債セグメント		**16,054**	**15,839**

8.2.3.セグメント情報：2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書

百万ユーロ

連結キャッシュ・フロー計算書	2023年度			
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及びその他(1)	合計
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3,296	2,268	(867)	4,697
投資活動による正味キャッシュ・フロー	3,706	(992)	482	3,196
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(7,017)	(1,275)	1,634	(6,658)

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

百万ユーロ

連結キャッシュ・フロー計算書	2022年度			
	発電及び給電	配電	ストラクチャー、サービス及びその他(1)	合計
営業活動による正味キャッシュ・フロー	(199)	1,595	276	1,672
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(10,053)	(901)	2,798	(8,156)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	10,291	(694)	(2,945)	6,652

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

8.3.地域別情報

8.3.1.地域別報告：2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する事業年度における親会社の業績、外部顧客に対する販売及びサービスから生じた収益、及び外部顧客に対するその他の営業収益

百万ユーロ

国	2023年度		
	親会社の収益	販売及びサービスから生じた収益	その他の営業収益
スペイン	666	20,589	377
フランス	28	1,247	-
ポルトガル	33	1,050	2
ルクセンブルグ	-	859	-
ドイツ	12	523	-
シンガポール	-	147	-
スイス	-	147	3
イギリス	-	406	-
オランダ	-	34	-
イタリア	-	6	7
モロッコ	3	-	-
その他	-	62	-
合計	**742**	**25,070**	**389**

百万ユーロ

国	2022年度		
	親会社の収益	販売及びサービスから生じた収益	その他の営業収益
スペイン	2,458	28,588	325
ポルトガル	46	1,794	1
イタリア	-	104	2
フランス	25	1,139	23
ドイツ	9	564	-
オランダ	1	37	-
モロッコ	2	-	-
イギリス	-	104	-
その他	-	215	-
合計	**2,541**	**32,545**	**351**

8.3.2.地域別報告：2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の地域別有形固定資産、投資不動産、無形資産及びのれん

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	有形固定資産	投資不動産	無形資産	のれん
スペイン	22,538	69	1,639	462
ポルトガル	297	-	7	-
フランス	4	-	-	-
合計	**22,839**	**69**	**1,646**	**462**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在

	有形固定資産	投資不動産	無形資産	のれん
スペイン	22,022	59	1,628	462
ポルトガル	312	-	8	-
フランス	4	-	-	-
合計	**22,338**	**59**	**1,636**	**462**

注記9.収益

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
販売及びサービスから生じた収益	9.1	25,070	32,545
その他の営業収益	9.2	389	351
合計		**25,459**	**32,896**

9.1.販売及びサービスから生じた収益

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
電力販売		16,572	23,511
規制緩和市場への販売		12,077	14,966
スペイン規制緩和市場への販売		10,673	13,305
スペイン国外の規制緩和市場の顧客への販売		1,404	1,661
規制価格での販売		1,623	2,985
卸売市場での販売		1,324	3,828
本土外の地域（TNP）からの補償金		1,557	1,578
再生可能エネルギー投資に対する報酬		(9)(1)	154(2)
ガス販売		5,419	6,121
規制緩和市場への販売		5,214	5,964
規制価格での販売		205	157
規制された配電からの収益		1,930	1,879
検証及びフックアップ		32	40
施設サービスの提供		47	33
その他の売上高及び役務提供		1,064	956
付加価値サービス関連販売		398	403
容量に伴う収入		11	17
その他のエネルギー商品の販売		386	273
サービス及びその他の提供		269	263
リース収益	21.2	6	5
合計		**25,070**	**32,545**

(1) 2023年度には、エネルギー市場価格の最良推定値によれば、規制上の耐用年数中に投資利益率（RoI）が得られる標準設備（SF）に関連する市場価格乖離調整金9百万ユーロの負債計上が含まれており、このような標準設備については、報酬制度から離脱することが、このまま報酬制度を維持するよりも経済的に著しく不利な結果をもたらす（注記6参照）。

(2) 2022年度には、2022年1月1日以降の再生可能エネルギーによる発電設備に対する報酬パラメータの更新を承認する2022年3月29日付け勅令法第6／2022号（2022年12月2日付け命令TED／1232／2022号）の公布による影響により、31百万ユーロの2022年度投資利益率が含まれている。さらに2022年には、この項目には、2022年12月31日時点で純資産価値（NAV）を回復した標準的な施設、及び2023-2025年の半期において特定の電気エネルギー生産施設に適用される報酬パラメータを更新した2023年6月30日付け指令TED／741／2023号に従い2023年1月1日以降に投資収益率（RoI）の受け取りを停止した施設に関連する、相対市場価格からの乖離による調整引当金の戻入益113百万ユーロも含まれている（注記6参照）。

2023年度に当該科目の下で認識された顧客との契約に基づく通常事業からの収益は24,904百万ユーロであった。

9.2.その他の営業収益

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
顧客から譲渡された設備及び拡張権の業績への計上 顧客との契約から生じた接続及びその他の負債	27.2	178	171
収益に振り替えられた助成金		96	72
原産地保証及びその他の環境証書 (1)		78	33
助成金から生じた純損益のその他の振替 (2)		18	39
第三者からの補償金		27	5
その他		88	103
合計		**389**	**351**

(1) 主に、再生可能資源を利用する自社施設からのエネルギー生産に関して発生する原産地保証に関する。

(2) 2023年度は資本助成金16百万ユーロ（注記36参照）及び営業助成金2百万ユーロ（2022年度では各々15百万ユーロ（注記36参照）、24百万ユーロ）に相当。

2023年度に当該科目の下で認識された顧客との契約に基づく通常事業からの収益は194百万ユーロであった（2022年度では193百万ユーロ）。

注記10.仕入及びサービス

10.1.電力購入

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
電力	4,055	8,933
エネルギー商品	2,889	3,968
合計	**6,944**	**12,901**

2023年度のエネルギー資源の購入には、液化天然ガス（LNG）の長期供給契約の価格見直しに関する仲裁裁定に伴い、エンデサ・ジェネラシオン・S.A.U.が認識した515百万ユーロの費用が含まれる（注記16.1及び51参照）。

10.2.消費燃料

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
エネルギー商品		
石炭	64	95
核燃料	100	111
燃料油	1,344	1,529
ガス	1,200	2,614
合計	**2,708**	**4,349**

10.3.その他の変動仕入及びサービス

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
租税公課		1,132	856
臨時エネルギー税	6及び51	208 (1)	-
放射性廃棄物取扱費用		205	218
街路灯／工事免許		234	310
原子力公課及び租税		115	97
カタルーニャ州環境税		138	140
水道税		38	2
その他の租税公課		194	89
社会的補填割引率	6及び51	248	(2) (2)
二酸化炭素（CO2）排出権の消費	5.1	925	865
原産地保証及びその他の環境証書付きエネルギーの消費	5.1	157	109
付加価値サービス関連費用		194	217
その他のエネルギー商品の購入		448	220
その他		343	276
合計		**3,447**	**2,541**

⑴ 2022年12月27日付の法律第38号／2022号により導入された、臨時エネルギー賦課金、信用機関及び金融信用事業所に対する賦課金、及び巨額資産に対する臨時連帯税の創設と税制の一部変更に伴う費用の認識を含む。

⑵ 2023年及び2022年には、2022年3月29日付け勅令法第6／2022号に従い、7月22日付命令TED733／2022号で定められた各代理人に対する拠出金（それぞれ248百万ユーロ及び160百万ユーロ）を考慮した社会的補填が計上される。2022年2月21日付の最高裁判所による控訴第687／2017号に対する裁定202／2022号により、社会的ボーナスの第3次融資スキームの全有効期間中、社会的補填融資及び公的機関との協調融資のために負担した金額について、該当する場合には顧客に転嫁されるはずであったそれらの金額を割り引いて補償を受けるエンデサS.A.の権利が認められた。2023年7月28日、エネルギー省長官はエンデサに対し、(i) ソーシャル・バウチャーの資金調達のために支払われた172百万ユーロ（19百万ユーロの利息を含む）の補償を受ける権利、(ii) ソーシャル・バウチャーの管理のために支払われた6百万ユーロ及び1百万ユーロの利息の補償を受ける権利、(iii) Endesa Energía, S.A.U.が供給する消費者に関連するソーシャル・ボノの資金調達費用については補償を認めない、という決議を通知した。2023年9月18日、エンデサは、エンデサが供給市場の自由セグメントの顧客に関連する社会的補填の資金調達コストを転嫁しておらず、その結果、完全な補償を受ける権利があることを証明するため、対応する専門家報告書とともに、最高裁判所に主張書面を提出した。さらに、2022年度には、2022年2月21日付の最高裁判所判決202／2022（控訴審687／2017号）の結果、社会的補填の資金調達に関して国家市場・競争委員会（CNMC）が最終的に出さなかった2021年度の和解案12に対応する未払金及び未払い金の取り崩しに関連する18百万ユーロの利益の計上が含まれる。

注記11.エネルギー株デリバティブから生じた収益及び費用

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
収益	41.5		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じた収益		**1,153**	**3,592**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益 (1)		1,153	3,592
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた利益		**1,936**	**5,773**
純損益で認識された公正価値デリバティブから生じた収益		1,936	5,773
収益合計		**3,089**	**9,365**
費用	41.5		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じた費用		**(2,817)**	**(5,058)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた費用 (1)		(2,817)	(5,058)
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた費用		**(3,444)**	**(6,524)**
純損益で認識された公正価値デリバティブから生じた費用		(3,444)	(6,524)
費用合計		**(6,261)**	**(11,582)**
合計		**(3,172)**	**(2,217)**

(1) 2023年12月31日現在、非効率性による200百万ユーロの損益計算書への影響（2022年12月31日現在ではマイナス293百万ユーロ）が含まれる。

注記12.人件費

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
賃金及び給与		719	711
年金制度への拠出	37.1	40	45
労働力再編費用引当金		170 (1)	-
団体余剰手続引当金	37.2.1	(1)	(2)
契約停止引当金	37.2.2	171	2
その他の人件費／従業員給付費用		208	199
合計		**1,137**	**955**

(1) エンデサが長年にわたって実施してきたデジタル変革プロセスの枠組みの中で、効率性を向上させるコミットメントに沿った引当金繰入額165百万ユーロが含まれており、その結果、プロセスのデジタル化の影響を受ける最大201名の従業員の退社が予定されている（注記37.2参照）。

平均人数及び最終人数に関する情報は、注記50に記載している。

注記13.その他の固定営業費用

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
修繕及び保守	331	307
保険料	64	58
独立した専門的サービス及び外部サービス	93	85
リース及び賦課金	24	27
租税公課	119	110
旅費	14	15
システム及び電気通信サービス	184	196

訓練手続	19	44
その他	575	511
合計	**1,423**	**1,353**

注記14.その他の利得／(損失)

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
グループ会社の投資の処分及びその他		**-**	**239**
Endesa X Way, S.L.に対する支配権の喪失に伴い、51%の投資と損益を認識。		-	121
Endesa X Way, S.L.の持分51%	7.2、26、47.1	-	121
Endesa X Way, S.L.の支配権喪失の結果としての認識損益	26	-	117
その他	7.2及び26	-	1
非流動資産の処分		**17**	**14**
フォワ火力発電所隣接地(バルセロナ)		6	-
土地:所在地Alcudia(バレアレス諸島)		-	13
発電・小売供給事業のグラナダ、マラガ、テルエルに所在する土地		6	-
その他(1)		5	1
合計		**17**	**253**

(1) 土地及び不動産の売却により生じた総資本利得に相当

注記15.減価償却費、償却費及び減損損失

15.1.非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
減価償却費及び償却費	8.2.1	**1,768**	**1,653**
有形固定資産の減価償却費	20	1,418	1,334
無形資産の償却費	23	350	319
非金融資産の減損損失		**96**	**63**
減損損失	8.2.1	**116**	**98**
有形固定資産及び投資不動産の減損損失		95	95
本土石炭火力発電所(1)	3.2f.4及び20.3	1	33
本土外の地域(TNP)のキャッシュ生成単位(CGUs)(2)	3.2f.4及び20.3	90	60
風力発電所及び太陽光発電所プロジェクト(3)	20.3	4	2
その他の有形固定資産及び投資不動産		-	-
無形資産の減損損失		21	3
風力発電所及び太陽光発電所プロジェクト(3)	23.3	21	1
その他の無形資産		-	2
減損損失の戻入	8.2.1	**(20)**	**(35)**
有形固定資産及び投資不動産の減損損失の戻入		(18)	(35)
本土石炭火力発電所(1)	3.2f.4及び20.3	(7)	(5)
本土外の地域(TNP)のキャッシュ生成単位(CGUs)(2)	3.2f.4及び20.3	-	(24)
その他の有形固定資産及び投資不動産(4)	20、22	(11)	(6)
無形資産の減損損失の戻入	23.3	(2)	-
風力発電所及び太陽光発電所プロジェクト(3)		(2)	-
合計		**1,864**	**1,716**

⑴ Los Barrios **港ターミナル**（Cádiz）**の減損費用戻し入れ**7**百万ユーロ**（2022**年の減損損失**30**百万ユーロ**）**を含む。**

⑵ 2023**年度及び**2022**年度には、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各本土外の地域**（TNP）**の資金生成単位**（CGUs）**の減損費用で、各々正味合計**90**百万ユーロ及び**36**百万ユーロに相当する。**

⑶ **主に、否定的な環境影響評価書**（EIS）**を取得した結果として、**Enel Green Power España, S.L.U.**及び再生可能エネルギー事業の子会社が所有する複数の風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトの減損損失引当金繰入・戻入に対応する。**

⑷ Palma de Mallorca**に所在する**Gas y Electricidad Generación, S.A.U.**の旧本社及びその附属地の減損損失**10**百万ユーロ**（2022**年度は**6**百万ユーロ**）**の戻し入れを含む。**

15.2.金融資産の減損損失

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
減損損失	8.2.1,41.1.3及び41.5.1	**446**	**381**
顧客との契約から生じた債権の減損損失		440	381
その他の金融資産の減損損失		6	-
減損損失の戻入	8.2.1,41.1.3及び41.5.1	**(178)**	**(219)**
顧客との契約から生じた債権の減損損失の戻入		(176)	(218)
その他の金融資産の減損損失の戻入		(2)	(1)
合計		**268**	**162**

注記16.金融利益／(損失)

16.1.デリバティブを除く金融利得／(損失)

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
金融収益		**38**	**236**
償却原価での金融資産からの収益		7	2
損益を通じて公正価値で測定する金融資産及び金融負債から生じた収益(1)	16.2	1	89
労働力再編計画に係る収益	37.2.1、37.2.2	-	87
その他の金融収益(2)		30	58
金融費用		**(705)**	**(343)**
償却原価で測定する金融負債に係る費用	41.5.2	(505)	(246)
損益を通じて公正価値で測定する金融資産及び金融負債の費用(1)	16.2	(43)	-
退職後契約費用	37.1	(9)	(7)
労働力再編計画に係る費用	37.2.1、37.2.2	(33)	(14)
その他の引当金の費用	37.3	(54)	(26)
資産化された金融費用	3.2b.1、3.2i.1	14	5
その他の金融資産の減損損失に係る費用	41.1.3、41.5.1	4	(6)
金融資産処分利得／(損失)	32.1	(49)	(41)
その他の金融費用		(30)(3)	(8)
為替利得／(損失)		**21**	**(23)**
利得		83	102
損失		(62)	(125)
合計		**(646)**	**(130)**

(1) 公正価値ヘッジの対象となる金融負債の公正価値測定に全て相当する(注記16.2参照)。

(2) 2023年及び2022年において、エンデサS.A.が第3回社会的ボーナス資金調達スキームの期間中、社会的補填(社会的ボノ)の資金調達及び公的機関との共同資金調達のために支払った金額について補償を受ける権利を認識したことにより、それぞれ合計4百万ユーロ及び16百万ユーロが遅延利息として認識された。従って、そのような支払額はすべて、請求者に払い戻され、顧客に転嫁された可能性のある金額は差し引かれる(注記10.3参照)。

(3) 長期液化天然ガス(LNG)供給契約の価格見直しに関する仲裁判断に伴う遅延利息15百万ユーロを含む(注記10.1及び51参照)。

正味為替差額

正味為替差損益は2023年度において21百万ユーロの損失(2022年度では23百万ユーロの損失)を計上している。

この変動は、主に2023年通期のユーロ／米ドル為替相場の変動、それに伴うドル建て契約に基づく支払及び液化天然ガス（LNG）の輸送向け傭船契約に対応する使用権に関連する借入金への影響によるものである。

16.2.デリバティブの収益及び金融費用

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
収益	41.5		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じた収益		**88**	**12**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益		44	6
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	16.1	44	6
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた利益		**-**	**1**
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた利益		-	1
収益合計		**88**	**13**

費用	41.5		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じた費用		**(34)**	**(99)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた費用		(3)	(8)
公正価値ヘッジ・デリバティブ費用	16.1	(31)	(91)
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた費用		**2**	**1**
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じた費用		2	1
費用合計		**(32)**	**(98)**
合計		**56**	**(85)**

注記17.持分法適用会社の純利益

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
関連会社	26.1	**(8)**	**13**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		2	4
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(6)	1
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		1	3
Endesa X Way, S.L.		(4)	(4)
Boiro Energía, S.A.		-	2
その他		(1)	7
ジョイント・ベンチャー	26.1	**18**	**2**
Front Marítim del Besòs, S.L.		(2)	(2)
Nuclenor, S.A.		4	(7)
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		3	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		3	4
その他		10	5
合計		**10**	**15**

注記18.法人所得税

2023年度及び2022年度における連結損益計算書の持分法適用会社の純損益の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度

当期法人所得税		347	703
当期繰延税金	25	(40)	118
過年度修正額		-	48
法人所得税引当		(4)	22
合計		**303**	**891**

会計上の利益（損失）と法人所得税費用との間の調整

2023年度及び2022年度における「継続事業からの会計上の利益／（損失）」の法人所得税費用との調整は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度					
	損益計算書	率 (%)	資本に直接認識された損益	率 (%)	合計	率 (%)
継続事業の税引後利益	**762**	**-**	**2,923**	**-**	**3,685**	**-**
法人所得税	303	-	975	-	1,278	-
会計上の税引前当期利益（損失）	**1,065**	**-**	**3,898**	**-**	**4,963**	**-**
理論上の税額	**266**	**25.0**	**975**	**25.0**	**1,241**	**25.0**
永久差異	**87**	**-**	**-**	**-**	**87**	**-**
配当控除限度額	18	-	-	-	18	-
持分法による純利得／損失の影響	(3)	-	(1)	-	(4)	-
控除不能引当金	-	-	-	-	-	-
エネルギー臨時交付税により税額控除できない費用	52	-	-	-	52	-
連結調整及びその他	20	-	1	-	21	-
所得控除及び税額控除	**(39)**	**-**	**-**	**-**	**(39)**	**-**
過年度調整額及びその他の繰延税金	**(7)**	**-**	**-**	**-**	**(7)**	**-**
年度税額の影響	**307**	**-**	**975**	**-**	**1,282**	**-**

百万ユーロ

	2022年度					
	損益計算書	率 (%)	資本に直接認識された損益	率 (%)	合計	率 (%)
継続事業の税引後利益	**2,596**	**-**	**(1,364)**	**-**	**1,232**	**-**
法人所得税	891	-	(483)	-	408	-
会計上の税引前当期利益（損失）	**3,487**	**-**	**(1,847)**	**-**	**1,640**	**-**
理論上の税額	**872**	**25.0**	**(462)**	**25.0**	**410**	**25.0**
永久差異	**11**	**-**	**(21)**	**-**	**(10)**	**-**
配当控除限度額	19	-	-	-	19	-
持分法による純利得／損失の影響	(4)	-	(7)	-	(11)	-
連結調整及びその他	(4)	-	(14)	-	(18)	-
所得控除及び税額控除	**(39)**	**-**	**-**	**-**	**(39)**	**-**
過年度調整額及びその他の繰延税金	**(23)**	**-**	**-**	**-**	**(23)**	**-**
年度税額の影響	**821**	**-**	**(483)**	**-**	**338**	**-**

正味税額調整

2023年度及び2022年度における法人所得税の継続事業に係る正味税額への調整は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度		
		損益計算書	資本に直接認識された損益	合計
年度税額の影響		**307**	**975**	**1,282**
繰延税金の変動	25.1、25.2	40	(975)	(935)
継続事業の正味税額		**347**	**-**	**347**

百万ユーロ

	注記	2022年度		
		損益計算書	資本に直接認識された損益	合計
年度税額の影響		**821**	**(483)**	**338**
繰延税金の変動	25.1、25.2	(118)	483	365
継続事業の正味税額		**703**	**-**	**703**

法人所得税費用の詳細

2023年度及び2022年度の法人所得税の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記25)	合計
損益計算書における認識内訳	**347**	**(40)**	**307**
継続事業の正味税額	347	-	347
繰延税金	-	(40)	(40)
資産の減価償却費及び償却費		17	17
従業員給付引当金		29	29
その他の引当金		(6)	(6)
デリバティブ資産の測定		(2)	(2)
繰越欠損金		(66)	(66)
未使用税額控除		(5)	(5)
その他		(7)	(7)
資本における認識内訳	**-**	**975**	**975**
従業員給付引当金		(2)	(2)
デリバティブ資産の測定		977	977
年度税額の影響	**347**	**935**	**1,282**

百万ユーロ

	2022年度		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記25)	合計
損益計算書における認識内訳	**703**	**118**	**821**
継続事業の正味税額	703	-	703
繰延税金	-	118	118
資産の減価償却費及び償却費	-	(63)	(63)
従業員給付引当金	-	25	25
その他の引当金	-	62	62
デリバティブ資産の測定	-	23	23
繰越欠損金	-	8	8
未使用税額控除	-	7	7
その他	-	56	56
資本における認識内訳	**-**	**(483)**	**(483)**
従業員給付引当金	-	69	69
デリバティブ資産の測定	-	(552)	(552)
その他	-	-	-
年度税額の影響	**703**	**(365)**	**338**

2023年度及び2022年度の損益計算書に影響を及ぼす所得控除及び税額控除は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
カナリア諸島における新規固定資産投資の控除	33	23
寄付金控除	3	3
企業の社会保障制度への拠出控除	1	-
カナリア諸島における有形動産の製造に係る税額控除	-	11

セウタ及びメリリャで受領した収益に対する税額控除	2	2
損益計算書に影響を及ぼす所得控除及び税額控除の総額	**39**	**39**

国際税制改革：柱となる2つのモデル規則

エンデサは主にスペインとポルトガルで事業を展開しており、支店を通じてドイツ、フランス、オランダでも事業を展開している。2023年12月31日現在、いずれの国でも「第二柱法」は発効していないため、IAS第12号「法人所得税」の改訂-国際的な税制改革が適用される。柱となる2つの法人所得税に関連する繰延税金資産及び負債の認識に例外を導入する柱となる2つのモデル基準（注記4参照）は、エンデサに影響を与えない。

スペインでは、2022年12月15日付のEU理事会指令（EU）2022／2523（欧州連合における課税の全体的な最低水準の保証に関する指令）の移行のための法整備が進められている。法案では、2024年に施行される適格国家補完税が規定されており、一定の要件のもと、国ごとの許容される情報が提出されれば、経過措置期間中は適用されないことが規定されている。この国別情報は、Enel, S.p.A.（エネル・グループのイタリアの親会社）がイタリア行政当局に提出するものであり、その他の要件のうち、スペインの簡易税率が15%より高い場合、又はこの情報から抽出される事業利益に対する税引前結果が、経済実態に関連する所得の除外に対応する金額以下である場合に、適格国内補完税がゼロとなる。この意味で、純粋に情報提供の目的から言えば、適格国家補完税がゼロであるための十分な要件が満たされることになる。

注記19.基本的及び希薄化後1株当たり利益

2023年度及び2022年度における基本的及び希薄化後1株当たり利益（注記3.2r参照）の計算に用いられる普通株式の加重平均株式数は以下の通りである。

株式数

	注記	2023年度	2022年度
期中普通株式数	35.1.1	1,058,752,117	1,058,752,117
当社が所有する親会社株式数	35.1.8	234,679	254,610
加重平均発行済普通株式数		**1,058,471,772**	**1,058,566,751**

2023年度及び2022年度の基本的及び希薄化後1株当たり利益は次の通りである。

百万ユーロ

	基本的及び希薄化後1株当たり利益	
	2023年度	2022年度
継続事業の税引後利益	762	2,596
非継続事業の税引後利益	-	-
当期利益	**762**	**2,596**
親会社	742	2,541
非支配持分	20	55
加重平均発行済普通株式数	**1,058,471,772**	**1,058,566,751**
基本的1株当たり利益（ユーロ）	**0.70**	**2.40**
希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	**0.70**	**2.40**
継続事業の基本的1株当たり利益（ユーロ）	0.70	2.40
継続事業の希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.70	2.40
非継続事業の基本的1株当たり利益（ユーロ）	-	-
非継続事業の希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	-	-

注記20.有形固定資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における有形固定資産の構成及び変動は以下の通りである。

前へ　　次へ

百万ユーロ

使用中及び建設中の有形固定資産	土地	建物	発電設備						送配電設備(1)	その他の有形固定資産	建設中の有形固定資産	合計
			石炭火力／水力発電所	燃料油発電設備	原子力発電所	複合サイクル発電所	再生可能エネルギー発電所	合計				
取得原価	331	1,403	3,465	9,431	10,570	4,166	2,791	30,423	23,752	839	1,294	58,042
償却累計額	(35)	(414)	(2,627)	(6,889)	(8,197)	(1,782)	(420)	(19,915)	(11,828)	(532)	-	(32,724)
減損損失	(17)	(35)	(2)	(2,140)	-	(679)	(9)	(2,830)	-	(45)	(53)	(2,980)
2022年12月31日現在残高	**279**	**954**	**836**	**402**	**2,373**	**1,705**	**2,362**	**7,678**	**11,924**	**262**	**1,241**	**22,338**
会社の追加／(除外)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
投資(注記20.1)	129	17	-	3	43	2	23	71	20	7	1,824	2,068
繰入	(14)	(54)	(44)	(115)	(290)	(138)	(131)	(718)	(664)	(57)	2	(1,505)
減価償却(注記15.1)	(14)	(55)	(44)	(64)	(290)	(99)	(131)	(628)	(664)	(57)	-	(1,418)
減損損失(注記15.1)	-	1	-	(51)	-	(39)	-	(90)	-	-	2	(87)
処分	(21)(3)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)
振替及びその他(2)	4	188	42	33	116	(5)	326	512	763	36	(1,541)	(38)
増減合計	**98**	**148**	**(2)**	**(79)**	**(131)**	**(141)**	**218**	**(135)**	**119**	**(14)**	**285**	**501**
取得原価	443	1,603	3,506	9,466	10,712	4,162	3,131	30,977	24,475	882	1,561	59,941
償却累計額	(49)(4)	(461)	(2,670)	(6,952)	(8,470)	(1,880)	(543)	(20,515)	(12,432)	(588)	-	(34,045)
減損損失	(17)	(40)	(2)	(2,191)	-	(718)	(8)	(2,919)	-	(46)	(35)	(3,057)
2023年12月31日現在残高(5)	**377**	**1,102**	**834**	**323**	**2,242**	**1,564**	**2,580**	**7,543**	**12,043**	**248**	**1,526**	**22,839**

(1) 低圧系統、中圧系統、計測、遠隔制御機器及びその他の設備に関連する。

(2) 設備の解体に要する見積費用の変更の有形固定資産への適用マイナス70百万ユーロ(注記37.3参照)、及び建設が開始された風力発電所及び太陽光発電所の「無形資産」からの振替14百万ユーロ(注記23)を含む。

(3) 一部の再生可能発電設備が設置されている土地使用権リース料の再交渉を含む。

(4) 一部の再生可能発電設備が所在する土地に関する使用権資産の減価償却を含む。

(5) 使用権資産810百万ユーロを含む(注記21参照)。

百万ユーロ

稼働中及び仕掛中の有形固定資産	土地	建物	発電設備						送配電設備(1)	その他の有形固定資産	建設中の有形固定資産	合計
			水力発電所	石炭火力／燃料油発電設備	原子力発電所	複合サイクル発電所	再生可能エネルギー発電所	合計				
取得原価	349	1,176	3,421	9,336	10,529	4,229	2,288	29,803	23,044	819	1,309	56,500
償却累計額	(25)	(377)	(2,589)	(6,834)	(7,925)	(1,682)	(316)	(19,346)	(11,268)	(474)	-	(31,490)
減損損失	(17)	(35)	(2)	(2,108)	-	(673)	(7)	(2,790)	-	(45)	(26)	(2,913)
2021年12月31日現在残高	**307**	**764**	**830**	**394**	**2,604**	**1,874**	**1,965**	**7,667**	**11,776**	**300**	**1,283**	**22,097**
会社の追加／(除外)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
投資(注記20.1)	19	4	-	2	33	2	17	54	23	3	1,799	1,902
繰入	(10)	(43)	(39)	(91)	(285)	(108)	(114)	(637)	(623)	(61)	(27)	(1,401)
減価償却(注記15.1)	(10)	(43)	(39)	(59)	(285)	(102)	(112)	(597)	(623)	(61)	-	(1,334)
減損損失(注記15.1)	-	-	-	(32)	-	(6)	(2)	(40)	-	-	(27)	(67)
処分	(1)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(7)
売却目的で保有する非流動資産への振替	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
振替及びその他(2)	(36)	233	45	97	21	(63)	494	594	748	20	(1,812)	(253)
増減合計	**(28)**	**190**	**6**	**8**	**(231)**	**(169)**	**397**	**11**	**148**	**(38)**	**(42)**	**241**
取得原価	331	1,403	3,465	9,431	10,570	4,166	2,791	30,423	23,752	839	1,294	58,042
償却累計額	(35)(3)	(414)	(2,627)	(6,889)	(8,197)	(1,782)	(420)	(19,915)	(11,828)	(532)	-	(32,724)
減損損失	(17)	(35)	(2)	(2,140)	-	(679)	(9)	(2,830)	-	(45)	(53)	(2,980)
2022年12月31日現在残高(4)	**279**	**954**	**836**	**402**	**2,373**	**1,705**	**2,362**	**7,678**	**11,924**	**262**	**1,241**	**22,338**

(1) 低圧系統、中圧系統、計測、遠隔制御機器及びその他の設備に関連する。

(2) 設備の解体に要する見積費用の変更の有形固定資産への適用マイナス293百万ユーロ(注記37.3参照)、建設が開始された風力発電所及び太陽光発電所の「無形資産」からの振替プラス52百万ユーロ(注記23参照)、及び使用権における想定支払額の財務上の割引マイナス47百万ユーロ(注記21参照)を含む。

(3) 一部の再生可能発電設備が所在する土地に関する使用権資産の減価償却を含む。

(4) 使用権資産合計782百万ユーロを含む(注記21参照)。

前へ　次へ

20.1.主な投資及び売却

20.1.1主要な投資

2023年及び2022年中に行われた有形固定資産投資の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

事業|セグメント	有形固定資産における投資額		
	2023年度	2022年度	
発電及び給電 	**1,192**	**1,072**	
従来型発電 	289	253	•主に原子力をはじめ、多様な技術の発電施設の維持における投資を含む。
再生可能発電 	859	785	•エンデサが承認してきた一連の戦略計画に沿って、無公害発電の拡大はエンデサの重要な戦略的追求事項のひとつである。これに伴い、エンデサは再生可能エネルギーによる発電施設の建設に総額693百万ユーロ（2022年度は749百万ユーロ）を投資した（注記5.1及び8参照）。 •この事業への投資には、一部の再生可能発電施設が所在する土地129百万ユーロに対応する使用権資産の認識を含む。
電力供給 その他の製品及びサービスの供給 	43	34	•あらゆる付加価値サービスを提供することで顧客ロイヤルティを達成するという戦略目標に基づき、主にe-モビリティ事業の充電ステーションへの投資に関連する。
配電 	**859**	**819**	•主にグリッドの拡張に関連するほか、グリッドの運用及び効率性の最適化、顧客間で浮かび上がる需要へのグリッドの適合、及びエンデサの戦略に沿ったグリッド自体のサービス品質及び強靭性の向上を目的とした投資に相当する。
ストラクチャー及びその他 (1) 	**17**	**11**	
合計	**2,068**	**1,902**	

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

2023年12月31日現在、投資計画で予定されているプロジェクトの開始時期に大きな変更はない。

20.1.2.主な売却

2023年中に、特に一部の再生可能エネルギー発電施設が所在する土地に対応するリース料の再交渉の結果、使用権評価損として20百万ユーロが計上された。

2022年度に連結財政状態計算書の当該項目の下で重要な金額に関する認識の中止はなかった。

20.2.購入コミットメント

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における有形固定資産の購入に関する約定債務の内訳は次の通りである。

百万ユーロ

事業|セグメント	購入約定		
	12月31日現在 2023[1]	12月31日現在 2022[2]	
発電及び給電	633	715	•エネルギー転換を主導するというエンデサの目標及び排出権不要の発電資産を拡大するというコミットメントに沿い、当社は2023年12月31日現在、総額424百万ユーロ（2022年12月31日：499百万ユーロ）をコミットしている（注記5.1参照）。
配電	526	384	•エンデサの戦略的アプローチに沿った、品質と回復力の向上、損失の最小化、新規接続要求の統合を可能にするためのネットワーク投資コミットメントに関するもの。
ストラクチャー及びその他[3]	1	1	
合計	**1,160**	**1,100**	

(1) 関連会社及びグループ会社に対する80百万ユーロ及び5百万ユーロを含む（注記47.1.2参照）。ジョイント・ベンチャーに関するコミットメント額はない。

(2) 当該金額は、グループ会社、関連会社又はジョイント・ベンチャーとも約定されていない。

(3) ストラクチャー、サービス及び調整

20.3.減損テスト

2023年度及び2022年度に認識された正味減損費用各々87百万ユーロ及び66百万ユーロは以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。		(7)	30
本土外の地域（TNP）のキャッシュ生成単位（CGUs）		90	36
バレアレス諸島		52	(24)
カナリア諸島		20	38
セウタ		13	22
メリリャ		5	-
再生可能資産及びその他		4	-
合計	3.2f.4, 8.2, 15	**87**	**66**

.

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における当該資産の回収可能価額は以下の通りである。

百万ユーロ

	12月31日現在 de 2023[1][2]	12月31日現在 de 2022[1]
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。	18	2
本土外の地域（TNP）のキャッシュ生成単位（CGUs）	701	1,954
バレアレス諸島	286	987
カナリア諸島	391	924
セウタ	9	23
メリリャ	15	20

その他	-	-

⑴ **税引後の回収可能価額に関連している。**

⑵ 2023**年度の回収可能価額の**2022**年度からの減少は、主に半島外の地域**(TNP)**の補償に関連する回収権の減少による。**

2023年度及び2022年度における主な減損損失の発生状況は以下の通りである。

- バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの本土外の地域（TNP）ごとの資金生成単位（CGUs）。

  2023年12月31日及び2022年12月31日現在、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの本土外の地域（TNP）の資産の正味帳簿価額を回収可能価額に合わせるため、各「TNP」における資金生成単位（CGUs）で、それぞれ合計90百万ユーロ及び36百万ユーロの減損が認識された。（注記3.2f.4、及び15.1参照）。

  2023年及び2022年に計上された減損費用は、主に、両年度の欧州中央銀行の利上げに伴い、これらの資産の回収可能価額の算定に使用された割引率が変更された結果である。さらに2022年度には、バレアレス諸島の資金生成単位（CGU）が、運転資本フローの改善により減損損失の戻入れを計上し、割引率の上昇によるマイナス効果を相殺した。

- Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。

  2023年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）について、最大で2057年までの権益延長を要請した結果、7百万ユーロの減損戻入益を計上している（注記3.2f.4及び15.1参照）。

  2022年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）において、2032年までの当該ターミナルの権益を時間軸として考慮し、30百万ユーロの減損損失が計上された。

これらの減損テストを実施するために考慮された基本的な方法論、前提条件及び感応度分析は、注記3.2fに記載されている。

20.4.その他の情報

共同所有権

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、有形固定資産には以下の共有資産が含まれている。

百万ユーロ

	共同所有権		
	所有割合 (%)	12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72.00	778	785
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85.00	620	594
Central Nuclear Almaraz, C.B.	36.02	271	293
Saltos del Navia, C.B.	50.00	13	13
Central Nuclear Trillo, C.B.	1.00	11	10

環境問題

2023年度及び2022年度におけるエンデサの環境保全事業への投資及び費用は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
年間総投資額	30	29
累計総投資額	1,997	1,967
年間支出	104	99
減価償却費、償却費及び減損損失	30	24
その他の費用	74	75

保険

エンデサ及びその子会社は、その財産、工場、設備への損害リスク及び事業活動において彼らに対して提起される可能性のある全ての請求を担保するために保険契約を締結している。同社はこれらの保険の適用範囲は充分であると考えている。発電所での停電による利益損失も対象としている。2023年度の事故による財物損壊に対する保険会社からの支払額は20百万ユーロ（2022年度では23百万ユーロ）であった。

スペインの現行法下及び電力部門に関する2013年12月26日付け法律第24／2013号に従い、エンデサは発電所で起こりうる原子力事故の第三者賠償請求に対して最大1,200百万ユーロの保険に加入している。この金額を超える損失又は損害は、スペインが加盟している国際条約の対象となる。原子力発電所はまた、施設への損害（核燃料の備蓄を含む）及び機械故障に対しても付保されており、各発電所につき最大1,500百万ユーロが補償される。

しかしながら、2011年5月28日、スペイン政府は放射性物質による原子力損害又は損傷に対する民事責任に関する2011年5月27日付け法律第12／2011号を公布し、原子力損害の概念を拡大したことに加えて、事業者の責任を1,200百万ユーロに引き上げ、事業者が当該民事責任を複数の方法で賄えるようにした。当該規制は、原子力民事責任条約（パリ条約）及びブリュッセル条約を改正する2004年2月12日付け議定書の加盟国による共同批准の後、上記を補足する形で2022年1月1日に施行された。エンデサが手配した民間原子力賠償責任保険は、2022年1月1日から1,200百万ユーロの上限である。

2023年度にエンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

その他の情報

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサが閉鎖認可申請書、閉鎖認可及び前述発電所を解体するための規定を提出し、連結財政状態計算書の長期引当金の項目で認識されている火力発電所の正味簿価は以下の通りである。

百万ユーロ

火力発電所	申請日	閉鎖日	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
			帳簿価額	閉鎖引当金（注記37.3）	帳簿価額	閉鎖引当金（注記37.3）
As Pontes (A Coruña)	2019年12月27日	2023年12月1日	-	119	-	119
Littoral (Almeria)	2019年12月27日	2021年11月26日	-	66	-	77
Compostilla II (León) – Generator III, IV and V	2018年12月19日	2020年9月23日	-	59	-	64
Teruel (Teruel)	2018年12月19日	2020年7月21日	-	28	-	47
Alcudia (Balearic Islands) - Groups I and II	2018年12月27日	2019年12月30日	-	30	-	32
合計			**-**	**302**	**-**	**339**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において使用中の減価償却済み有形固定資産は以下の通りである。

百万ユーロ

	12月31日 2023年度	12月31日 2022年度
建物	190	194
その他の有形固定資産	302	286
合計 (1)	**492**	**480**

(1) 閉鎖が承認又は申請された火力発電所に関連する5,118百万ユーロは2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在に含まない。

2023年12月31日現在、39百万ユーロ（2022年12月31日現在では70百万ユーロ）の有形固定資産が、第三者からの資金調達のために担保に供されている。（注記35.1.13、41.4.3、48参照）。

注記21.使用権資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書の有形固定資産に含まれる使用権資産の内訳、及び2023年度及び2022年度における変動は以下の通りである。

百万ユーロ

使用権資産	土地	建物	発電設備複合サイクル発電所	その他の有形固定資産	合計
2022年12月31日現在残高	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**
追加	129	16	-	2	**147**
処分	(20)	-	-	-	**(20)**
減価償却費及び減損損失	(14)	(18)	(28)	(37)	**(97)**
振替及びその他	(2)	-	-	-	**(2)**
2023年12月31日現在残高[1]	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**

[1] イベリア半島の資金生成単位（CGUs）716百万ユーロ、配電25百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス69百万ユーロに割当（注記8.2.2参照）。

百万ユーロ

使用権資産	土地	建物	発電設備複合サイクル発電所	その他の有形固定資産	合計
2021年12月31日現在残高	**243**	**110**	**336**	**211**	**900**
追加	19	2	-	2	**23**
処分	-	-	-	-	**-**
減価償却費及び減損損失	(10)	(14)	(28)	(42)	**(94)**
振替及びその他[1]	(45)	(1)	(3)	2	**(47)**
2022年12月31日現在残高[2]	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**

[1] 使用権向け見込支払の財務上の更新に関する。

[2] イベリア半島の資金生成単位（CGUs）683百万ユーロ、配電25百万ユーロ、ストラクチャー及びサービス74百万ユーロに割当（注記8.2.2参照）。

2023年及び2022年において、使用権資産が連結利益に与える影響は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
使用権資産の減価償却費		97	94
使用権に係る借入金利息		37	47
金融費用	16、46.1	42	34
為替利得／（損失）		(5)	13
短期リース及び／又は少額資産のリースに関する費用[1]		-	-
リースにおける変動支払に関する費用		2	6
連結損益計算書への影響総額		**136**	**147**

[1] 初回適用からの期限が12か月以内及び／又は原資産の価値が5,000米ドル未満のリース

21.1借手としての使用権資産

2023年12月31日現在、借手としてエンデサの最も重要なリース契約は以下の通りである。

契約	会社	存続期間	詳細
Elecgas, S.A.（Endesa Generación, S.A.U.が50%の株式を所有する会社）との料金契約	Endesa Generación, S.A.U.	25年間 そのうち12年間が残っている	Endesa Generación, S.A.U.が発電所の全発電能力を利用できること、及び経済的費用と引き換えに供給されるガスを電気に変換する約定
オフィスビルのリース	Edistribución Redes Digitales, S.L.U.	およそ4年間	主にBarcelona、Lleida及びZaragozaにあるオフィスビルの賃借
Ribera del Loira（マドリッド）にあるエンデサ本部のリース契約	Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.	2030年度まで	エンデサ本部（マドリッド）にリース
一部の再生可能発電設備が設置されている土地使用権リース	再生可能エネルギー会社各社	2024年から2080年まで	長期契約には自動更新条項が含まれている場合があり、その対価は設備容量（MW）と、場合によっては生産量（GWh）に基づく金額を組み合わせることで固定される。
液化天然ガス（LNG）輸送に関する傭船契約	Endesa Energía, S.A.U.	7年間	液化天然ガス（LNG）の輸送用傭船契約
プラント・リース契約	再生可能エネルギー、サービス、及び火力発電の各社	2024年から2025年まで	運用要件に応じて利用可能な特定のサービスを対象とする契約
車両リース契約	再生可能エネルギー、サービス、及び給電各社	最大4年間の複数年終了日。	全車両

一般に、購入選択権付リースの金額は、最終分割払いの金額と一致する。

21.2.貸手としての使用権資産

ファイナンス・リース

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは貸手としてファイナンス・リース契約を締結していない。

オペレーティング・リース

2023年12月31日現在、エンデサが貸手としてオペレーティング・リースの中で最も重要なものは、Endesa X Servicios, S.L.U.が主に付加価値製品とサービスに対応する第三者との契約に関して正式に定めたものである。

オペレーティング・リースに関する2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における将来回収額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
1年未満	2	2
1年から2年の間	2	2
2年から3年の間	2	1
3年から4年の間	2	1
4年から5年の間	1	5
5年以上	4	4
合計	**13**	**15**

2023年度に認識された賃貸収益は、合計6百万ユーロ（2022年度では5百万ユーロ）である（注記9参照）。

注記22.投資不動産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における有形固定資産の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	土地	建物	合計
取得原価	140	7	147
償却累計額	-	(4)	(4)
減損損失	(83)	(1)	(84)
2022年12月31日現在残高	**57**	**2**	**59**
投資	-	-	-
減損損失の(費用)／戻入(注記15)	10(1)	-	10
売却による処分	-	-	-
その他	-	-	-
増減合計	**10**	**-**	**10**
取得原価	140	7	147
償却累計額	-	(4)	(4)
減損損失	(73)	(1)	(74)
2023年12月31日現在残高	**67**	**2**	**69**

(1) Palma de Mallorcaに所在するGas y ElectricidadGeneración, S.A.U.の旧本社及びその附属地の不動産に係る第三者による鑑定評価を受けて減損損失の戻入を含む。

百万ユーロ

	土地	建物	合計
取得原価	142	24	166
償却累計額	-	(20)	(20)
減損損失	(89)	(2)	(91)
2021年12月31日現在残高	**53**	**2**	**55**
投資	-	-	-
減損損失の(費用)／戻入(注記15)	6	-	6(1)
売却による処分	(2)	-	(2)(2)
その他	-	-	-
増減合計	**4**	-	**4**
取得原価	140	7	147
償却累計額	-	(4)	(4)
減損損失	(83)	(1)	(84)
2022年12月31日現在残高	**57**	**2**	**59**

(1) Palma de Mallorcaに所在するGas y ElectricidadGeneración, S.A.U.の旧本社及びその附属地の不動産に係る第三者による鑑定評価を受けて減損損失の戻入を含む。
(2) セビリアに所在する不動産の売却に関連するキャピタル・ゲイン2百万ユーロ(注記14参照)。

22.1.その他の情報

保険

エンデサは、その投資不動産に対する損害リスク及びその事業活動において、エンデサに対して提起される可能性のある全ての請求を担保するための保険に加入している。当社グループでは、これらの保険の適用範囲は充分であると考えている。

2023年度にエンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

その他の情報

2023年12月31日現在の投資不動産の市場価値は72百万ユーロ（2022年12月31日現在では59百万ユーロ）であった（注記3.2c、45.2参照）。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、投資不動産のうち減価償却が完了しているものはなく、売却の制限はない。

2023年度及び2022年度の連結損益計算書において認識された投資不動産に係る直接費用は重要性がない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは投資不動産の購入、建設又は開発に係る契約上の義務、又は重要な金額の修繕、保守及び改良に関する義務を負っていない。

注記23.無形資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における有形固定資産の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	ソフトウェア	委託契約	顧客獲得費用	その他	合計
取得原価	2,167	65	715	1,034	**3,981**
償却累計額	(1,618)	(31)	(373)	(315)	**(2,337)**
減損損失	-	(4)	-	(4)	**(8)**
2022年12月31日現在残高	**549**	**30**	**342**	**715**	**1,636**
会社の追加／（除外）（注記7.1）	-	-	-	(2)	**(2)**
投資（注記23.1）	132	-	204	59	**395**
繰入	(152)	(2)	(150)	(65)	**(369)**
減価償却（注記15.1）	(152)	(2)	(150)	(46)	**(350)**
減損損失（注記15.1）	-	-	-	(19)	**(19)**
処分	-	-	-	-	**-**
振替及びその他（1）	-	-	-	(14)	**(14)**
増減合計	**(20)**	**(2)**	**54**	**(22)**	**10**
取得原価	2,298	65	918	1,084	**4,365**
償却累計額	(1,769)	(33)	(522)	(389)	**(2,713)**
減損損失	-	(4)	-	(2)	**(6)**
2023年12月31日現在残高	**529**	**28**	**396**	**693**(2)	**1,646**

（1）建設が開始された風力及び太陽光発電所の有形固定資産への振替に相当する（注記20参照）。

（2）主にEnel Green Power España, S.L.U.（EGPE）の風力発電所の運転認可及び獲得した顧客ポートフォリオとして各々668百万ユーロ及び12百万ユーロを含む。

百万ユーロ

	ソフトウェア	委託契約	顧客獲得費用	その他	合計
取得原価	1,991	65	495	1,023	**3,574**
償却累計額	(1,468)	(30)	(254)	(275)	**(2,027)**
減損損失	-	(4)	-	(1)	**(5)**
2021年12月31日現在残高	**523**	**31**	**241**	**747**	**1,542**
会社の追加／(除外)	-	-	-	-	**-**
投資 (注記7.1、23.1)	176	-	220	72	**468**
繰入	(150)	(1)	(119)	(52)	**(322)**
減価償却 (注記15.1)	(150)	(1)	(119)	(49)	**(319)**
減損損失 (注記15.1)	-	-	-	(3)	**(3)**
処分	-	-	-	-	**-**
振替及びその他 (1)	-	-	-	(52)	**(52)**
増減合計	**26**	**(1)**	**101**	**(32)**	**94**
取得原価	2,167	65	715	1,034	**3,981**
償却累計額	(1,618)	(31)	(373)	(315)	**(2,337)**
減損損失	-	(4)	-	(4)	**(8)**
2022年12月31日現在残高	**549**	**30**	**342**	715 (2)	**1,636**

(1) 建設が開始された風力及び太陽光発電所の有形固定資産への振替に相当する(注記20参照)。

(2) 主にEnel Green Power España, S.L.U. (EGPE)の風力発電所の運転認可及び獲得した顧客ポートフォリオとして各々633百万ユーロ及び14百万ユーロを含む。

23.1.主な投資及び売却

23.1.1.主要な投資

2023年度及び2022年度における無形資産への投資の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

事業|セグメント	無形資産における投資		
	2023年度	2022年度	
発電及び給電	**352**	**379**	
従来型発電	18	19	•システム及び通信事業(ICT)における投資を含む。
再生可能発電	64	71	•主に再生可能発電システム及び施設における脱炭素化の戦略目標の達成を目的とした投資を含む。
電力マーケティング その他の製品及びサービスの供給	270	289	•主に、最終需要の電化と付加価値サービスの開発という戦略目標に沿って、電力、ガス、e-ホーム、e-インダストリの顧客との契約を獲得するために発生した増加費用の資産計上(合計204百万ユーロ(2022年度は220百万ユーロ))に関するもの。 •デジタル化戦略及び電化最終需要の戦略目標に沿ったシステム及び通信事業(ICT)への投資も含む。
配電	**33**	**72**	•デジタル化戦略及びより効率的なネットワークという戦略目標に沿ったシステム及び通信活動(ICT)への投資に対応し、特にエネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス社(Enel Global Infrastructure and Networks, S.r.l.)(EGIN)とのブルースカイ・グリッドプラットフォームの使用ライセンスに関するそれぞれ4百万ユーロ及び40百万ユーロの投資を含む(注記47.1.2参照)。

ストラクチャー及びその他[1]	10	17	•システム及び通信事業(ICT)における投資を含む。
合計	395	468	

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

23.1.2.主な売却

2023年度及び2022年度において連結財政状態計算書の当該項目における重要な金額についての認識の中止はなかった。

23.2.購入コミットメント

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において、無形資産、主にソフトウェアの取得に関する約定の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

事業|セグメント	購入コミットメント(1) 12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度	
発電及び給電	90	97	•両期間とも、シャーク・パワー社(Shark Power, S.L.U.)の売却先との間で取得した、まだ履行されていない特定の誓約条項に関するコミットメント総額85百万ユーロを含む。
配電	25	93	•ブルースカイ・グリッド・プラットフォームの使用権(22百万ユーロ)(2022年12月31日現在:93百万ユーロ)に関連して、Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.(EGIN)との間で取得した約定を含む。
ストラクチャー及びその他(3)	-	6	
合計	**115**	**196**	

(1) 2023年12月31日及び2022年12月31日現在、それぞれ25百万ユーロ及び93百万ユーロがグループ会社に対して約定されている(注記47.1.2参照)。当該金額は、関連会社又はジョイント・ベンチャーとも約定されていない。

(2) ストラクチャー、サービス及び調整

23.3.その他の情報

減損テスト

2023年、主に、否定的な環境影響評価書(EIS)を取得した結果として、Enel Green Power España, S.L.U.及び再生可能エネルギー事業の子会社が所有する複数の風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトに関して、19百万ユーロ(注記15.1参照)の減損損失が認識された。

2022年度に連結財政状態計算書の当該項目に重要な減損損失は認識されなかった。

これらの減損テストを実施するために考慮された基本的な方法論、前提条件及び感応度分析は、注記3.2fに記載されている。

その他の情報

2023年12月31日現在、未使用の完全償却無形資産の取得原価は245百万ユーロ(2022年12月31日現在では225百万ユーロ)であった。

注記24.のれん

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における有形固定資産の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	資金生成ユニット(CGU)	12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度
Enel Green Power España, S.L.U.	8.2	イベリア半島発電	296	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	8.2	配電	2	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	8.2	配電	21	21
Systems and telecommunication activity（ICT）	8.2	イベリア半島発電	65	65
		配電	74	74
		エンデサS.A.	4	4
合計			**462**	**462**

のれんは全てスペインの地理的地域に相当する。

24.1.その他の情報

減損テスト

2023年12月31日、エンデサはのれんの回収可能性を評価し、その評価のために当該のれんに割当てられた資金生成単位（CGUs）について減損テストを実施したが、減損損失は立証されなかった。

これらの減損テストを実施するために考慮された基本的な方法論、前提条件及び感応度分析は、注記3.2fに記載されている。

注記25.繰延税金資産及び負債

25.1.繰延税金資産及び負債

2023年度及び2022年度の両年度において認識された繰延税金資産及び負債、並びに相殺不能で認識された繰延税金資産及び負債の発生及びその変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債				
	2022年12月31日現在残高 (1)	(借方)／貸方損益 (注記18)	(借方)／貸方 資本 (注記18)	振替及びその他	2023年12月31日現在残高
繰延税金資産:					
資産の減価償却費及び償却費	414	(52)	-	(1)	361
従業員給付引当金	241	(29)	2	3	217
その他の引当金	340	6	-	(4)	342
デリバティブ資産の測定	1,466	1	(1,052)	(1)	414
繰越欠損金	6	66	-	-	72
未使用税額控除	16	5	-	-	21
その他	177	2	-	2	181
合計	**2,660**	**(1)**	**(1,050)**	**(1)**	**1,608**
繰延税金負債:					
資産の減価償却費及び償却費	666	(35)	-	(1)	630
デリバティブ資産の測定	383	(1)	(75)	(1)	306
その他	376	(5)	-	1	372
合計	**1,425**	**(41)**	**(75)**	**(1)**	**1,308**
相殺不能な繰延税金資産	**1,494**				**547**
相殺不能な繰延税金負債	**259**				**247**
相殺可能な繰延税金	**1,166**				**1,061**

(1) 注4を参照。

百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債				
	2021年12月31日現在残高 (1)	(借方)／貸方損益 (注記18)	(借方)／貸方 純資産 (注記18)	振替及びその他	2022年12月31日現在残高 (1)
繰延税金資産:					
資産の減価償却費及び償却費	405	12	-	(3)	414
従業員給付引当金	296	(25)	(69)	39	241
その他の引当金	441	(62)	-	(39)	340
デリバティブ資産の測定	1,115	(23)	374	-	1,466
繰越欠損金	14	(8)	-	-	6
未使用税額控除	23	(7)	-	-	16
その他	197	(24)	-	4	177
合計	**2,491**	**(137)**	**305**	**1**	**2,660**
繰延税金負債:					
資産の減価償却費及び償却費	717	(51)	-	-	666

デリバティブ資産の測定	561	-	(178)	-	383
その他	339	33	-	4	376
合計	**1,617**	**(18)**	**(178)**	**4**	**1,425**

相殺不能な繰延税金資産	**1,494**
相殺不能な繰延税金負債	**259**
相殺可能な繰延税金	**1,166**

⑴ **注4を参照。**

繰延税金資産の回収は、将来の十分な課税所得の創出に依る。当該連結財務書類の発行が承認された時点において、親会社の取締役は、エンデサの会社の将来予想利益が当該の資産の回収に充分であると考えている。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、未認識の税務上の欠損金に関連する繰延税金資産として、10百万ユーロが認識されている。

2023年12月31日現在、将来の利益と相殺されるべき税務上の繰越欠損金に対応する繰延税金資産があり、その金額は72百万ユーロ（2022年12月31日現在では6百万ユーロ）であった。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、将来利益に対して利用可能な未使用の税額控除に対する繰延税金資産の内訳及び回収可能性のある最終年度は以下の通りである。

百万ユーロ

年度	2023年12月31日	2022年12月31日
2032	3	3
2033	3	-
2034	-	-
2035	-	-
2036	-	-
2037	-	-
2038	2	-
時間制限無し	13	13
合計	**21**	**16**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサが戻入を管理できる子会社、関連会社及び共同支配近業への投資に関連して、連結財政状態計算書に認識されていない繰延税金負債はなく、見通し可能な将来に戻入を行わない可能性が高い。

25.2.その他の情報

繰延税金資産及び負債の実現

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書に認識された繰延税金資産及び負債の実現見積額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在(1)
繰延税金資産	1,608	2,660
1年で実現	448	1,245
1年超で実現	1,160	1,415
繰延税金負債	1,308	1,425
1年で実現	224	245
1年超で実現	1,084	1,180

(1) 注4を参照。

注記26.持分法により会計処理された投資及び共同支配企業

26.1.持分法適用投資

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における持分法により会計処理された投資の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
関連会社	188	181
ジョイント・ベンチャー	85	93
合計	**273**	**274**

エンデサが重要な影響力を持つ投資先のリストは、連結財務書類の別紙Ⅰに記載されている。当該会社は上場株価を有していない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサへの現金配当又はエンデサによる貸付金若しくは前渡金の返済の形でエンデサに資金を移動させるにあたり、関連会社又はジョイント・ベンチャーの能力に重要な制限は課されていない（注記35.1.13参照）。

エンデサは、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、関連会社及びジョイント・ベンチャーに関連する重要な偶発債務を負っていない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸出金、付与された保証金、及び当該会社との2023年度及び2022年度における関連取引については、注記28.1、30、41.1.1及び47.2に記載している。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における詳細及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	割合(%)(1)	2022年12月31日現在残高	会社の追加／(除外)	投資又は増加	処分又は削減	持分法適用会社の投資利益(損失)の持分(注記17)	配当	移籍その他	2023年12月31日現在残高
関連会社		**181**	**-**	**18**	**-**	**(8)**	**(6)**	**3**	**188**
Elcogas, S.A.(**清算中**)	41.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50.0	7	-	-	-	2	(2)	(1)	6
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23.2	13	-	-	-	(6)	-	-	7
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37.5	7	-	-	-	1	(1)	-	7
Cogenio Iberia, S.L.	20.0	5	-	-	-	-	-	1	6
Endesa X Way, S.L.	49.0	124	-	2	-	(4)	-	-	122
その他		25	-	16	-	(1)	(3)	3	40
ジョイント・ベンチャー		**93**	**-**	**10**	**(5)**	**18**	**(19)**	**(12)**	**85**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.7	5	-	-	-	-	-	-	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.4	31	-	-	-	(2)	-	1	30
Nuclenor, S.A.	50.0	-	-	7	-	4	-	(11)	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32.0	11	-	-	(5)	3	(2)	1	8
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33.5	9	-	-	-	3	(3)	(1)	8
その他		37	-	3	-	10	(14)	(2)	34
合計		**274**	**-**	**28**	**(5)**	**10**	**(25)**	**(9)**	**273**

(1) 2023年12月31日現在の割合

百万ユーロ

	割合(%)(1)	2021年12月31日現在残高	会社の追加／(除外)	投資又は増加	処分又は削減	持分法適用会社の投資利益(損失)の持分(注記17)	配当	換算差額	移籍その他	売却目的で保有する非流動資産への振替	2022年12月31日現在残高
関連会社		**80**	**106**	**17**	**(3)**	**13**	**(8)**	**-**	**3**	**(27)**	**181**
Tecnatom, S.A.	45.0	27	-	-	-	-	-	-	-	(27)	-
Elcogas, S.A.(**清算中**)	41.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50.0	4	-	-	-	4	(2)	-	1	-	7
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23.2	13	-	-	-	1	(1)	-	-	-	13
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37.5	8	-	-	-	3	(3)	-	(1)	-	7
Cogenio Iberia, S.L.	20.0	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Endesa X Way, S.L.	49.0	-	118	10	-	(4)	-	-	-	-	124
Boiro Energía, S.A.	40.0	7	(9)	-	-	2	-	-	-	-	-
その他		16	(3)	7	(3)	7	(2)	-	3	-	25
ジョイント・ベンチャー		**100**	**-**	**16**	**(6)**	**2**	**(33)**	**(1)**	**15**	**-**	**93**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.7	12	-	-	-	-	(7)	-	-	-	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.4	33	-	-	-	(2)	-	-	-	-	31
Nuclenor, S.A.	50.0	-	-	14	-	(7)	-	-	(7)	-	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32.0	18	-	-	(6)	2	(2)	(1)	-	-	11
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33.5	10	-	-	-	4	(5)	-	-	-	9

その他	27	-	2	-	5	(19)	-	22	-	37
合計	**180**	**106**	**33**	**(9)**	**15**	**(41)**	**(1)**	**18**	**(27)**	**274**

⑴ 2022**年**12**月**31**日現在の割合**

関連会社

添付の連結財務書類の作成に用いた主な共同支配企業の財務諸表から引用した2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	財政状態計算書											
	Elcogas, S.A. (清算中)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
非流動資産	-	-	13	16	65	68	14	16	39	35	33	33
流動資産	15	16	3	2	20	17	7	7	24	23	63	54
現金及び現金同等物	14	15	1	-	18	17	4	5	18	17	1	3
その他の流動資産	1	1	2	2	2	-	3	2	6	6	62	51
資産合計	15	16	16	18	85	85	21	23	63	58	96	87
資本	(114)	(114)	12	14	55	55	18	20	30	28	42	44
非流動負債	129	130	2	3	27	28	2	2	24	18	3	3
長期借入金	129	130	1	2	-	-	-	-	24	18	2	3
その他の非流動負債	-	-	1	1	27	28	2	2	-	-	1	-
流動負債	-	-	2	1	3	2	1	1	9	12	51	40
短期借入金	-	-	-	-	-	-	-	-	5	9	-	-
その他の流動負債	-	-	2	1	3	2	1	1	4	3	51	40
資本及び負債合計	15	16	16	18	85	85	21	23	63	58	96	87

百万ユーロ

	損益計算書											
	Elcogas, S.A. (清算中)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
収益	-	-	8	15	7	10	4	20	17	20	78	32
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(6)	(6)	(1)	(2)
金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
金融費用	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-
税引前利益／(損失)	**(1)**	**(1)**	**4**	**11**	**1**	**4**	**2**	**11**	**1**	**1**	**(10)**	**(14)**
法人所得税	-	-	(1)	(3)	-	-	-	(3)	-	-	3	33
継続事業から生じた利益／(損失)	**(1)**	**(1)**	**3**	**8**	**1**	**4**	**2**	**8**	**1**	**1**	**(7)**	**19**
非継続事業から生じた税引後利益／(損失)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
包括利益合計	(1)	(1)	3	8	1	4	2	8	2	1	(7)	19

この数値は関係各社に関するものである。

Gorona del Viento El Hierro, S.A.

2023**年において、ゴローナ･デル･ビエント･エル･ヒエロ社**(Gorona del Viento El Hierro, S.A.)**の**23.2**%持株の損益は**6**百万ユーロの損失となるが、これは主に、エネルギー政策･鉱山総局**(Directorate General for Energy Policy and Mines)**により承認された水力風力発電所の年間標準稼働時間の更新に基づき、同社が受領した電力保証に対する報酬の減額に伴う損失を反映したものである。**

Endesa X Way, S.L.

2022年4月29日、Endesa X Servicios, S.L.U.は、現在Endesa X Way, S.L.として知られるEndesa Movilidad Eléctrica, S.L.U.の持ち株の51%をEnel X Way, S.r.l.に売却した。(エネル・グループの会社であり電気モビリティ事業の親会社である)に売却し、122百万ユーロと引き換えに、121百万ユーロの総キャピタル・ゲインを生み出させている(注記7.2、14、46.2及び47.1参照)。

当該売却取引によりエンデサはEndesa X Way, S.L.を巡る支配を放棄し、その結果、Endesa X Way, S.L.の留保持分を公正価値で認識し、117百万ユーロの総利得を認識した(注記14参照)。

エンデサの連結財務書類における持分法を当該会社に適用するため、取得価額はEndesa X Way, S.L.から取得した資産及び引受けた負債(純資産を取得)の公正価値に基づいて配分した。

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、Endesa X Way, S.L.における持分の帳簿価額と当社に関する財務情報との調整は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
Endesa X Way, S.L.の資本	**42**	**44**
資本における持分(49%)	20	22
のれん	102	102
資本ー会計処理した投資	**122**	**124**

ジョイント・ベンチャー

添付の連結財務書類の作成に使用された主なジョイント・ベンチャーの2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の財務諸表から引用した情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	財政状態計算書									
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
非流動資産	23	24	-	-	1	6	17	32	60	62
流動資産	77	77	122	129	22	17	40	29	15	20
現金及び現金同等物	55	55	-	-	12	1	24	20	11	7
その他の流動資産	22	22	122	129	10	16	16	9	4	13
資産合計	**100**	**101**	**122**	**129**	**23**	**23**	**57**	**61**	**75**	**82**
資本	60	66	122	128	9	(4)	26	35	38	26
非流動負債	30	25	-	-	10	14	-	1	21	22
長期借入金	-	-	-	-	-	-	-	1	5	6
その他の非流動負債	30	25	-	-	10	14	-	-	16	16
流動負債	10	10	-	1	4	13	31	25	16	34
短期借入金	-	-	-	-	-	-	-	-	5	13
その他の流動負債	10	10	-	1	4	13	31	25	11	21
資本及び負債合計	**100**	**101**	**122**	**129**	**23**	**23**	**57**	**61**	**75**	**82**

百万ユーロ

	損益計算書									
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
収益	4	4	-	-	15	1	44	34	18	21
減価償却費、償却費及び減損損失	(1)	(10)	-	-	-	(20)	(15)	(15)	(3)	(3)
金融収益	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
金融費用	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
税引前利益／(損失)	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**(5)**	**(22)**	**15**	**8**	**10**	**14**
法人所得税	-	-	-	-	-	-	(5)	(3)	(2)	(2)
継続事業から生じた利益／(損失)	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**(5)**	**(22)**	**10**	**5**	**8**	**12**
非継続事業から生じた税引後利益／(損失)	**-**	**-**	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
その他の包括利益	**-**	**-**	**-**	**-**	**5**	**2**	**-**	**(3)**	**-**	**-**
包括利益合計	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**-**	**(20)**	**10**	**2**	**8**	**12**

当該ジョイント・ベンチャーの資本の詳細は、個々の企業の情報に対応している。

Front Marítim del Besòs, S.L.

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のFront Marítim del Besós, S.L.株式の簿価と同社の財務情報との調整は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
Endesa X Way, S.L.の資本	**122**	**128**
資本の所有比率(61.37%)	75	79
損失(1)	(45)	(48)
資本ー会計処理した投資	**30**	**31**

(1) Endesa Generación, S.A.U.の利益を、同社が所有していたSant Adrià de Besòs (Barcelona) のTres Chimeneas用地の同社への出資比率に応じて消去した。

Nuclenor

2023年7月17日、7月13日付命令TED／796／2023が発表され、エコロジー移行・人口学的挑戦省 (MITECO) はサンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所の解体作業の開始を許可した。この命令はまた、施設の所有権をNuclenor, S.A.からEmpresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.、S.M.E.に譲渡することを許可する。(Enresa)、2023年7月19日に事実上所有権が移転する。

その結果、サンタ・マリア・デ・ガローニャに所有する原子力発電所の運営を目的としていたNuclenor, S.A.の企業目的は変更され、現在はEmpresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.、S.M.E.との協業サービスの提供に重点を置いている。サンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所の運転、保守、解体、廃炉に関連して、エンレサ社 (Enresa) と契約を締結した。

2023年において、連結損益計算書の「持分法適用会社の純利益／(損失)」の項目には、ヌクレノール社 (Nuclenor, S.A.) が保有する株式の50%に関して4百万ユーロのプラスの影響が計上されている。これは、特に、工場の所有権移転及び解体段階においてEnresaに提供したサービスの認識、ならびに、第三者に対する将来的なコミットメントを履行するため、及び現役従業員及び元従業員に関して発生すると前期に見積もっていた追加費用の一部戻し入れなどによるものである。

さらに、2023年12月31日及び2022年12月31日現在、連結財政状態計算書の負債側の「非流動引当金」には、前述のサンタ・マリア・デ・ガローニャ発電所が最終的に廃止されるまでの間に発生すると見込まれるコスト超過をカバーするための引当金が含まれている（注記37.3参照）。

残りの会社

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、個別には関連性が無いと判断されるその他の関連会社及びジョイント・ベンチャーに関する財務書類の情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
継続事業から生じた利益／（損失）	(9)	24	22	8
非継続事業から生じた税引後利益／（損失）	-	-	-	-
その他の包括利益	4	5	(4)	45
包括利益合計	(5)	29	18	53

26.2.共同支配企業

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、添付の連結財務書類の作成に用いられた主な共同支配企業の財務書類からの情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	財政状態計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
非流動資産	68	35	6	5
流動資産	63	102	1	1
現金及び現金同等物	-	-	1	1
その他の流動資産	63	102	-	-
資産合計	**131**	**137**	**7**	**6**
資本	16	16	1	1
非流動負債	28	34	-	-
長期借入金	-	-	-	-
その他の非流動負債	28	34	-	-
流動負債	87	87	6	5
短期借入金	-	-	2	2
その他の流動負債	87	87	4	3
資本及び負債合計	**131**	**137**	**7**	**6**

百万ユーロ

	損益計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
収益	231	167	-	-
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-	-	-
金融収益	-	1	-	-
金融費用	(1)	(1)	-	-

税引前利益	**4**	**(59)**	**-**	**-**
法人所得税	-	-	-	-
継続事業から生じた利益／(損失)	**4**	**(59)**	**-**	**-**
非継続事業から生じた税引後利益／(損失)	**-**	**-**	**-**	**-**
その他の包括利益	**(4)**	**60**	**-**	**-**
包括利益合計	**-**	1	**-**	-

2023年及び2022年において、共同支配企業によって生み出されたキャッシュ・フローの内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3	(54)
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(2)	53
財務活動による正味キャッシュ・フロー	1	1

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは共同支配企業に関連する重要な偶発債務を負っていない。

注記27.顧客との契約から生じた資産及び負債

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、連結財政状態計算書の顧客との契約から生じた資産及び負債の変動の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
顧客との契約から生じた資産	27.1	-	4	-	8
顧客との契約から生じた負債	27.2	4,348	427	4,300	294

27.1.顧客との契約から生じた流動及び非流動資産

2023年度及び2022年度における連結財政状態計算書の顧客との契約から生じた流動資産の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023 (1)	2022 (1)
期首残高	**8**	**6**
処分	(28)	(32)
収益に計上された金額	24	34
期末残高	**4**	**8**

(1) 正味金額であり、両年とも1百万ユーロの評価修正を含む(注記41.1.3参照)。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、顧客との契約から生じた流動資産は、主に、Endesa Ingeniería, S.L.U. 及び Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) との間で正式に締結され、2025年度まで有効な工事施工に係る契約に相当する。2023年度において、当該資産により39百万ユーロの収益(2022年度では20百万ユーロ)を生じ、連結損益計算書において提供された販売及びサービスによる収益が認識されている。

2023年12月31日現在、エンデサはRed Eléctrica de España, S.A.U. (REE) と取り決めた作業を実施するための契約に関連する合計15百万ユーロ(2022年12月31日現在では18百万ユーロ)の将来サービス約定債務を設定している(注記48参照)。

27.2.顧客との契約から生じた流動負債及び固定負債

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書の顧客との契約から生じた固定負債の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	顧客から譲渡された設備及び拡張権	顧客との契約から生じたその他の非流動負債	合計
2021年12月31日現在残高	**4,223**	**61**	**4,284**
追加	195	4	199
収益に計上された金額	-	-	-
流動及びその他への振替	(176)	(7)	(183)
2022年12月31日現在残高	**4,242**	**58**	**4,300**
追加	196	9	205
収益に計上された金額	-	-	-
流動及びその他への振替	(159)	2	(157)
2023年12月31日現在残高	**4,279**	**69**	**4,348**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該項目には主に以下が含まれる。

- 「顧客から譲渡された施設」とは、顧客から譲渡された配電施設、公的機関以外の第三者から収受した収益、及び新規のサービスの申込み又は既存のサービスの拡張に必要な拡張及び接続の権利から生じる収益の評価をいう。

- 法令で定められている範囲内で電圧と電力の要請に従って実施しなければならない施設の新規拡張に関連する拡張接続権をも含んでおり、当該権利は、新規の供給や既存のグリッドの拡張を可能にするために必要である。

2023年度及び2022年度における連結財政状態計算書の顧客との契約から生じた流動負債の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
期首残高		**294**	**270**
収益に計上された金額	9.2	(178)	(171)
振替及びその他		311	195
期末残高		**427**	**294**

注記28.その他の非流動金融資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における助成金の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在残高	追加費用	処分、認識中止又は除外	資本で認識された評価修正	振替及びその他	連結範囲の変動	2023年12月31日現在残高
貸付金及びその他の債権	1,177	63	(643)	-	82	-	679
資本性金融商品	8	-	-	-	-	-	8
減損損失	(25)	-	1	-	-	-	(24)
合計	**1,160**	**63**	**(642)**	**-**	**82**	**-**	**663**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在残高	追加費用	処分、認識中止又は除外	資本で認識された評価修正	振替及びその他	連結範囲の変動	2022年12月31日現在残高
貸付金及びその他の債権	595	658	(17)	-	(59)	-	1,177
資本性金融商品	8	-	-	-	-	-	8
減損損失	(23)	-	(2)	-	-	-	(25)
合計	**580**	**658**	**(19)**	**-**	**(59)**	**-**	**1,160**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在におけるその他の非流動金融資産の満期別の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
1年から3年の間	114	118
3年から5年の間	23	18
5年超	526	1,024
合計	**663**	**1,160**

28.1.貸付金及びその他の債権

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における貸付金及びその他の債権の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
本土外の地域（TNP）における標準コストの補償	6	85	-
保証金	38	434	437
従業員に対する貸付金		80	48
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び合弁事業会社に対する貸付金	41.1.1、47.2	3	2
資産として認識される金融保証	3.2h.6、30、35.1.12	47	668
その他の金融資産		30	22
評価修正	41.1.3	(22)	(22)
合計		**657**	**1,155**

金融保証及び保証金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、保証金は、主にスペインの顧客から電気供給の補償契約締結日に受領した保証金を含んでおり、当該保証金はスペインにおいて一般に公正妥当と認められている基準に準拠して、関係公共機関に預入されているため、連結財政状態計算書においてその他の固定負債として認識されている（注記38参照）。

資産に認識される金融保証

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該項目は、エンデサがデリバティブ金融商品を手配するために利用する組織化された市場で取引できるように確保された金融保証を含む。

関連会社、ジョイント・ベンチャー及び合弁事業会社に対する貸付金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配企業に対する長期貸付金及び短期貸付金の満期別内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在残高	流動満期－2024年（注記30）	非流動満期 2025	2026	2027	2028	それ以降	合計
ユーロ		71	68	-	-	-	-	3	3
外国通貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	47.2	**71**	**68**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**	**3**

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在残高	流動満期－2023年（注記30）	非流動満期 2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
ユーロ		67	65	1	-	-	1	-	2
外国通貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	47.2	**67**	**65**	**1**	**-**	**-**	**1**	**-**	**2**

2023年及び2022年には、これらのローンはそれぞれ平均年率5.6%及び5.4%の利息を得た。

28.2.資本性金融商品

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該カテゴリーには、減損控除後の他の会社に対する持分に相当する資本性金融商品が含まれており、各々6百万ユーロ及び5百万ユーロであった。

当該項目で認識される残りの投資の個別金額に重要性はない。

注記29.その他の非流動資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における持分法により会計処理された投資の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
配電事業の報酬	6	333	279
その他の資産(1)		53	25
合計		**386**	**304**

(1) 2023年12月31日現在、数理計算上の負債とエンデサ確定給付年金制度に関連する資産の時価との超過差額41百万ユーロ(2022年12月31日:8百万ユーロ)を含む(注記37.1参照)。

注記30.その他の流動金融資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における持分法により会計処理された投資の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
スペインで規制された事業及びその他の規制された報酬からの収入不足に対する融資	6	-	14
本土外の地域(TNP)における標準コストの補償	6	473	2,254
最終保障料率(LNT)の引上制限	6	5	67
従業員に対する貸付金		14	11
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び合弁事業会社に対する貸付金	41.1.1、47.2	68	65
資産として認識される金融保証	35.1.12	1,173	6,056
その他の金融資産		46	216
評価修正	41.1.3	(2)	(6)
合計		**1,777**	**8,677**

当該金融資産の公正価値は帳簿価額と実質的に異ならない。

注記31.棚卸資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における棚卸資産の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
備蓄エネルギー	709	1,050
石炭	10	93
核燃料	255	246
燃料油	93	110
ガス	351	601
その他の在庫	377	392
二酸化炭素(CO_2)排出権	884	653
原産地保証及びその他の環境証書	120	57

評価修正	(30)	(30)
合計	**2,060**	**2,122**

31.1.二酸化炭素 (CO_2) 排出枠

2023年度及び2022年度に、2022年度及び2021年度における二酸化炭素 (CO_2) 排出枠が取り消され、各々869百万ユーロ及び326百万ユーロ (各々13百万トン及び11百万トン) の認識を中止した。

2023年12月31日現在、当該項目の連結財政状態計算書における流動引当金の下で二酸化炭素 (CO_2) 排出の補填に充てられた引当金は917百万ユーロ (2022年12月31日現在では862百万ユーロ) である (注記37.3参照)。

31.2.原産地保証及びその他の環境証書

2023年度及び2022年度に、2022年度及び2021年度の原産地保証が取り消され、各々76百万ユーロ及び8百万ユーロ (各々22,939GWh及び16,843GWh) の認識を中止した。

2023年12月31日現在、連結財政状態計算書における引当金の下に含まれる原産地保証及びその他の環境証書の交付権に充てられた引当金は161百万ユーロ (2022年12月31日では81百万ユーロ) である (注記37.3参照)。

31.3.購入コミットメント

2023年12月31日現在、棚卸資産購入約定債務は18,848百万ユーロ (2022年12月31日現在では22,942百万ユーロ) であり、その一部は「引取保証」条項を含む契約に関連する部分は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在における将来購入約定[1]						
	二酸化炭素 (CO_2) 排出権	電力	核燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2024 - 2028	100	-	572	38	7,361	57	8,128
2029 - 2033	-	-	56	810	5,489	-	6,355
2034 - 2038	-	-	10	-	3,812	-	3,822
2039ーその他	-	-	-	-	543	-	543
合計	**100**	**-**	**638**	**848**	**17,205**	**57**	**18,848**

(1) 当該金額はいずれもジョイント・ベンチャーには該当しない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、棚卸資産の取得に関する契約には、2014年度にEnel, S.p.A.により一部保証されている、Corpus Christi Liquefaction, LLC, との間で締結した液化天然ガスの取得に関する契約が含まれている (注記47.1.2参照)。

「引取保証」条項を含む契約に関して、現在の状況においては、エンデサが同意した特定の棚卸資産を継続的に消費することを示唆している (注記5.2参照)。

当社の取締役は、エンデサはこれらの義務を履行することができると考えており、したがって、この点に関して不測の事態が生じることはないと考えている。

31.4.その他の情報

評価調整

2023年度及び2022年度において、連結財政状態計算書の当該項目に重要な金額が含まれる棚卸資産の減損はなかった。

保険

エンデサは、棚卸資産に損害を与える可能性のあるリスクを担保するための保険に加入しており、その適用範囲は充分であると考えている。

2023年度にエンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

その他の情報

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは債務の返済を保証するために重要性ある金額の棚卸資産を担保に供していない。

注記32.営業債権及びその他の債権

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における営業債権及びその他の債権の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日 現在	2022年12月31日 現在
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	41.1.1	**4,912**	**5,472**
販売及びサービスから生じた債権		4,609	4,817
電気販売から生じた営業債権		3,181	3,323
ガス販売から生じた営業債権		1,064	1,037
その他の取引から生じた債権		306	283
グループ会社及び関連会社から生じた債権	47.1.3、47.2	58	174
その他の債権		895	1,129
配電事業の報酬		283	231
第三者から生じたその他の債権		559	478
グループ会社及び関連会社から生じたその他の債権	47.1.3、47.2	53	420
評価修正	41.1.3	(592)	(474)
販売及びサービスから生じた債権		(488)	(370)
その他の債権		(104)	(104)
税金資産		**545**	**215**
未収還付法人所得税		233	49
未収付加価値税		304	153
その他の租税		8	13
合計		**5,457**	**5,687**

連結財政状態計算書の当該項目に含まれる残高には通常利息は付さない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサに対して支払うべき残高でエンデサの収益又は債権合計に関して重要な顧客はいなかった（注記42.6参照）。

通常の検針期間が報告期間の末日と一致していないため、エンデサは、エンデサの給電会社であるEndesa Energía, S.A.U., Endesa Energía Renovable, S.L.U., Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., Empresa de

Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. and Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. **が供給した顧客に給電量見込みを提供しているが、当該顧客へは未請求である。**

2023年12月31日現在、電力及びガス販売の最終顧客への未請求累積残高は、各々1,533百万ユーロ及び476百万ユーロ（2022年12月31日現在では1,850百万ユーロ及び529百万ユーロ）で、財政状態計算書の営業債権及びその他の債権として認識されている（注記3.2p.1）。

32.1.その他の情報

回収期間

営業債権の平均回収期間は、2023年度では45日、2022年度では36日である。したがって、公正価値は簿価から著しく異なることはない。

その他の情報

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、回収権執行に関する重大な制限はない。

ファクタリング取引は2023年度及び2022年度に行われた。2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の残高が各々1,630百万ユーロ及び2,294百万ユーロであり、連結財政状態計算書では認識が中止された。当該取引は、連結損益計算書の正味金融利益／（損失）に各々49百万ユーロ及び41百万ユーロの費用で認識された（注記16.1参照）。

注記33.現金及び現金同等物

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における現金及び現金同等物の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
手許現金及び銀行預金	1,281	871
その他の現金同等物	825	-
合計	**2,106**	**871**

短期現金投資は、取得日から3ヶ月以内に満期を迎える。2023年12月31日現在、「その他の現金同等物」の項目には、市場金利で利息が支払われる総額825百万ユーロの預金3件が含まれている。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における通貨別の当該項目の構成は以下の通りである。

百万ユーロ

	通貨	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
ユーロ	2,103	869
米ドル (USD)	2	-
英国ポンド (GBP)	1	2
合計	**2,106**	**871**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、ソブリン債に対する投資はなかった。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、現金及び現金同等物の残高には、エンデサの再生可能エネルギー子会社がプロジェクト・ファイナンス・ローンにより設定した借入返済準備金口座に対応する5百万ユーロ（2022年12月31日現在8百万ユーロ）が含まれている（注記41.4.3参照）。

注記34.売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
資産		
非流動資産	**-**	**27**
持分法適用投資	-	27
資産合計	**-**	**27**

2022年12月31日現在、連結財政状態計算書のこの項目には、エンデサ・ジェネラシオン・S.A.U.が保有するテクナトム・S.A.の株式45%が含まれている。

2023年11月24日、この株式は27百万ユーロと引き換えにウェスチングハウス・エレクトリック・スペインS.A.U.に売却され、取引による損益は発生しなかった（注記7.2及び46.2を参照）。

注記35.資本

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における資本の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在 (1)
親会社持分合計	35.1	**7,017**	**5,557**
資本金	35.1.1	1,271	1,271
資本剰余金	35.1.2	89	89
法定準備金	35.1.3	254	254
再評価準備金	35.1.4	404	404
その他の準備金	35.1.5	106	106
(自己株式及び自己資本性金融商品)	35.1.8	(4)	(5)
利益剰余金	35.1.9	5,876	6,812
中間配当	35.1.10	(529)	-
その他の資本項目		5	4
数理計算利得損失準備金	35.1.7	(199)	(190)
評価差額金		(256)	(3,188)
換算差額		(1)	(1)
未実現資産及び負債の再評価準備金	35.1.6	(255)	(3,187)
非支配株主持分合計	35.2	**187**	**201**
資本合計		**7,204**	**5,758**

(1) 注4を参照。

35.1.資本:親会社持分

35.1.1.資本金

2023年12月31日現在、エンデサの資本金1,270,502,540.40ユーロであり、1株当たり額面金額1.2ユーロで1,058,752,117株引き受けられ、全額払込済みで、全てスペイン証券取引所での取引が認められている。資本金は2023年度と2022年度で変動はなかった。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エネル・グループは当社の資本金の70.1%にあたる株式をEnel Iberia, S.L.U.を通じて保有している(注記1参照)。

同日現在、当社の資本金の10%を超える株式を保有している株主は他にはいない。

35.1.2.資本剰余金

資本剰余金は当社の事業再編によるものである。スペイン法人企業法の結合法文の第303条は、資本剰余金を用いて増資することを明示的に認めており、その利用に具体的な制限を規定していない。

しかしながら、2023年12月31日現在、31百万ユーロ(2022年12月31日現在では33百万ユーロ)の資本剰余金は、過年度に資産化された税金資産の範囲で制約を受ける。

35.1.3.法定準備金

スペイン法人企業法の結合法文第274条に従い、少なくとも資本金の20%になるまで、毎事業年度の利益の10%に相当する金額を法定準備金に充当しなければならない。

法定準備金は、準備金の残高が増加資本金額の10%を超えることを条件に、増資に用いることができる。前述の目的を除き、法定準備金は、資本金の20%を超え、かつその他の十分な準備金が無い場合を除き、損失填補に用いることはできない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において、エンデサS.A.は法定準備金に係る法律に規定されている最少額を有している。

35.1.4.再評価準備金

再評価準備金は、1996年6月7日付け勅令法第7／1996号に準拠した資産再評価の結果生じる準備金である。

2000年1月1日、エンデサS.A.によって実施された企業再編を受けて、関連する企業に再評価後の資産が拠出された。

当該準備金の残高は、不課税で、当年度の会計上の損失、又は過年度から累積し若しくは将来生じる可能性のある会計上の損失を相殺するために、及び資本金又は制約されない準備金を増額するために使用することができる。金銭的余剰が実現すれば、使途不指定の準備金に配分することができる。キャピタル･ゲインは、会計上の減価償却に対応する部分、又は更新資産が会計記録から移転又は除却された時点で実現したものとみなされる。

当該残高は、1996年6月7日付け勅令法第7／1996号で見越されている目的以外に使用された場合は、課税される。

しかしながら、2023年12月31日現在、193百万ユーロ（2022年12月31日現在では207百万ユーロ）は、過年度に資産化された税金資産の範囲で制約を受ける。

35.1.5.その他の準備金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該科目は主にスペイン法人企業法第335条に従い、102百万ユーロの消却済み資本準備金で構成され、会社が無償で取得した株式を消却する際に制限のない利益又は準備金で減額分を充当する場合に、消却株式の額面金額又は額面金額の減額分と同額を当該準備金に積み立てることが会社に義務付けられている。当該準備金の取り崩しは、減資の際と同じ要件に従う。

35.1.6.未実現資産及び負債の再評価準備金

2023年度及び2022年度の未実現資産及び負債の再表示準備金の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	市場価値の変動	収益に計上された金額	株主又は所有者とのその他の取引	2023年12月31日現在
ヘッジ取引	(3,176)	1,568	1,364	-	(244)
金利デリバティブ	80	(16)	(36)	-	28
為替レート・デリバティブ	63	(27)	(47)	-	(11)
エネルギー商品デリバティブ	(3,319)	1,611	1,447	-	(261)
関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資	(11)	-	-	-	(11)
合計	**(3,187)**	**1,568**	**1,364**	**-**	**(255)**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在	市場価値の変動	収益に計上された金額	株主又は所有者とのその他の取引	2022年12月31日現在
ヘッジ取引	(1,520)	(2,535)	879	-	(3,176)
金利デリバティブ	(8)	86	2	-	80
為替レート・デリバティブ	11	139	(87)	-	63
エネルギー商品デリバティブ	(1,523)	(2,760)	964	-	(3,319)
関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資	(37)	26	-	-	(11)
合計	**(1,557)**	**(2,509)**	**879**	**-**	**(3,187)**

資本の「価値変動による修正」には、とりわけ、エンデサにより手配されたヘッジ会計が適用されるデリバティブ取引のキャッシュ・フローの公正価値が含まれているが、想定されるヘッジ対象取引が未だ行われていないため、当期の損益で再分類されていない。

2023年12月31日現在、「評価修正」-「ヘッジ取引」の下に表示されている金額は、マイナス244百万ユーロ（2022年12月31日現在ではマイナス3,176百万ユーロ）であり、主にエンデサのヘッジ戦略の結果として2024‐2026年に手配されたガス金融デリバティブを含む。

35.1.7.数理計算利得損失準備金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該準備金は、資本で認識された数理計算上の利得及び損失に由来する（注記37.1参照）。

35.1.8.自己株式

エンデサS.A.は、戦略的報奨金（注記47.3参照）の一部としての株式交付を含む長期変動報酬制度に対応するため、自己株式を保有している。これらの株式の購入は、臨時の自社株買いプログラムを通じて行われた。

これらのプログラムに基づき、エンデサS.A.は過年度に合計253,820株の自己株式を取得した。2023年9月6日、エンデサS.A.は、2020-2022年戦略的インセンティブ・プランに基づき、過年度に発生した長期報酬の30%を支払い、これは、総額100万ユーロ未満のエンデサS.A.の普通株式21,282株を受益者に交付するものであった。その結果、2023年12月31日現在、232,538株が親会社の所有となっている。

同様に、当社取締役会は、2023年3月22日開催の取締役会で、2020年5月5日開催の当社株主総会で承認された権限に従い、従業員への株式報酬計画に関連して2月22日開催の当社取締役会で承認に従い、「機動的株式報酬プログラム」の実行を決議した。当該暫定的株式買戻しプログラムは、2023年度にエンデサの総括的報酬枠組みの一部として当社の株式で給与の一部を受け取ることを選択したスペインのエンデサ・グループの従業員を対象に、機動的株式報酬プログラムの下で義務を遵守するために株式を取得することを目的としている。暫定的自社株買戻しプログラムは、従業員が要求する金銭的金額を補填するために必要な株式数を含む。

前述のプログラムの枠内で、2023年にエンデサS.A.は親会社の自己株式613,000株を1,200万ユーロで取得したが、2023年12月31日現在、このうち1,351株が親会社の手元に残っている。

従って、2023年12月31日及び2022年12月31日現在、エンデサS.A.は下表の通り自己株式を保有している。

	株式数	額面価額(ユーロ／株)	資本金合計に対する比率(%)	平均取得費用(ユーロ／株)	取得費用合計(ユーロ)
2023年12月31日現在の自己株式	**234,679**	**1.2**	**0.02217**	**19.25**	**4,518,265**
戦略的インセンティブ・プラン	232,538	1.2	0.02196	19.25	4,475,783
柔軟な株式報酬プログラム	2,141	1.2	0.00020	19.84	42,482
2022年12月31日現在の自己株式	**254,610**	**1.2**	**0.02405**	**19.25**	**4,901,357**
戦略的インセンティブ・プラン	253,820	1.2	0.02397	19.25	4,885,524
柔軟な株式報酬プログラム	790	1.2	0.00007	20.04	15,833

35.1.9.利益剰余金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における留保利益の明細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在(1)
任意積立金	702	693
合併積立金	676	667
その他の無制限積立金	26	26
その他の留保利益	5,174	6,119
合計	**5,876**	**6,812**

(1) 注4を参照。

2023年9月22日、エンデサS.A.の取締役会。(吸収会社) 及びエンデサ・レッド社 (S.A.U.) の単独取締役。(被吸収会社) は、エンデサ・レッド社 (S.A.U.) の吸収合併に関する共同計画に調印し、承認された。この取り決めの結果、合併前のエンデサ・レッド社 (Endesa Red, S.A.U.) の株式資本の100%を保有する持分の正味価値の差額を反映するため、2023年1月1日時点の会計上有効な合併準備金9百万ユーロが認識された。

合併積立金は、前述の事業再編を含む当社の組織再編に伴うものであり、2023年12月31日現在の残高は676百万ユーロで、そのうち76百万ユーロは一定の税制上の優遇措置があるため分配不能である (2022年12月31日現在では各々667百万ユーロ及び78百万ユーロ)。

35.1.10.配当

2023年度

2023年11月22日に開催されたエンデサ取締役会において、エンデサS.A.の株主は、2023年の利益に対して1株当たり0.5ユーロの中間配当金を支払うことに合意し、2024年1月2日に529百万ユーロが支払われた（注記40参照）。この中間配当金は2023年12月31日時点で親会社の資本から控除された。

連結会社法を承認する2010年7月2日付け勅令法第1／2010号第277条に基づき、エンデサS.A.（Endesa, S.A.）が本配当を行うに十分な流動性を有していることを示す流動性予測計算書は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年11月1日から 2024年10月31日まで
期首時点	**7,201**
現金及び現金同等物	83
グループ会社との借入未実行残高	7,118
現金の増加	**1,536**
通常の活動	255
金融取引	1,281
現金の減少	**(6,114)**
通常の活動	(577)
金融取引	(5,537)
期末時点	**2,623**
2023年業績に対する中間配当案	**529**

この金額は、2023年にエンデサS.A.が得る利益から、過年度の損失及び法律又は細則で定められた義務的準備金に配分される金額、ならびにこれらの利益に対する納税額の見積もりを控除した金額を超えないものとする。

2022年度

2023年4月28日に開催された当社の株主総会で2022年度の利益及び過年度の利益剰余金に対して1株当たり1.5854ユーロ、又は合計1,678百万ユーロ配当することを以下の通り承認された。

百万ユーロ

	注記	承認日	一株当たり配当額（ユーロ）	合計	支払日
配当		2023年4月28日	1.5854	1,678	2023年7月3日
2022年度利益に対する支払配当合計	**46.3**		**1.5854**	**1,678**	

35.1.11.連結その他の包括利益計算書において認識された利得及び損失

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の内訳、及び連結その他の包括利益計算書において認識された利得及び損失に関する変動は以下の通りである。

前へ　次へ

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在			2023年度の変動					2023年12月31日現在		
		合計	親会社持分	非支配持分	評価利得／(損失)	純損益への振替	税効果(注記18)	連結範囲の変動及びその他	株主又は所有者とのその他の取引	合計	親会社持分	非支配持分
純損益に振り替えられることのない項目		**(190)**	**(190)**	**-**	**(11)**	**-**	**2**	**2**	**-**	**(197)**	**(197)**	**-**
有形固定資産及び無形資産の再評価／(再評価の戻入)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	37.1	(190)	(190)	-	(13)	-	2	2	-	(199)	(199)	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		-	-	-	2	-	-	-	-	2	2	-
その他の包括利益を通じた資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益に振り替えられないその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられる可能性のある項目		**(3,187)**	**(3,188)**	**1**	**2,087**	**1,822**	**(977)**	**-**	**-**	**(255)**	**(256)**	**1**
ヘッジ取引		(3,175)	(3,176)	1	2,087	1,822	(977)	-	-	(243)	(244)	1
換算差額		(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		(11)	(11)	-	-	-	-	-	-	(11)	(11)	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定するものとして指定した資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		**(3,377)**	**(3,378)**	**1**	**2,076**	**1,822**	**(975)**	**2**	**-**	**(452)**	**(453)**	**1**

百万ユーロ

	注記	2021年12月31日現在			2022年度の変動					2022年12月31日現在		
		合計	親会社持分	非支配持分	評価利得／(損失)	純損益への振替	税効果(注記18)	連結範囲の変動及びその他	株主又は所有者とのその他の取引	合計	親会社持分	非支配持分
純損益に振り替えられることのない項目		**(455)**	**(455)**	**-**	**335**	**-**	**(69)**	**(1)**	**-**	**(190)**	**(190)**	**-**
有形固定資産及び無形資産の再評価／(再評価の戻入)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	37.1	(455)	(455)	-	335	-	(69)	(1)	-	(190)	(190)	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益を通じた資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益に振り替えられないその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられる可能性のある項目		**(1,557)**	**(1,557)**	**-**	**(3,353)**	**1,171**	**552**	**-**	**-**	**(3,187)**	**(3,188)**	**1**
ヘッジ取引		(1,520)	(1,520)	-	(3,378)	1,171	552	-	-	(3,175)	(3,176)	1
換算差額		-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		(37)	(37)	-	26	-	-	-	-	(11)	(11)	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定するものとして指定した資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		**(2,012)**	**(2,012)**	**-**	**(3,018)**	**1,171**	**483**	**(1)**	**-**	**(3,377)**	**(3,378)**	**1**

前へ　次へ

35.1.12.資本管理

エンデサの資本管理は、長期に事業の継続性を保証するために、資本コスト及び金融資源の利用可能性を最適化する確固とした財務構造を維持することを重点に置いている。この慎重な金融方針がエンデサの流動性及び支払能力性を保証しつつ、株主のために充分な水準の価値創造を維持することを可能にしている。

親会社取締役は、現行の財政状態の指標を連結レバレッジ・レシオと考えている。2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の当該比率の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	レバレッジ	
		2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
正味金融債務。		**10,405**	**10,869**
長期借入金	41.3	9,636	11,704
短期借入金	41.3	4,091	6,784
金融資産として認識されるデリバティブ債務	44	61	87
現金及び現金同等物	33	(2,106)	(871)
資産として認識されるデリバティブ債務	44	(57)	(111)
資産として認識される金融保証	28.1、30	(1,220)	(6,724)
資本。	**35**	**7,204**	**5,758**
親会社持分	35.1	7,017	5,557
非支配持分	35.2	187	201
レバレッジ(%) (1)		**144.43**	**188.76**

(1) レバレッジ(%)＝正味金融債務／資本

エンデサは、事業計画に沿ったキャッシュ・フローを生み出す能力に合わせて満期スケジュールを調整することを可能にする長期負債を獲得することで債務構造に関する慎重さの原則を堅持している。

また、当社は、運転資金需要の管理を最適化し、負債コストを改善するための短期資金調達も行っている。

当社は強固な財務状態を有しており、一流企業と契約した無条件の信用枠が相当額利用可能である。これは、流動性を改善し効率的に管理するための具体的な計画の実施と相まって、事業の成長資金を快適に調達することを可能にする(注記42.4参照)。

予想される収益と予定されている投資計画を考慮すれば、配当政策によって今後も十分なレバレッジ水準を維持できるだろう。

2023年度及び2022年度に承認され分配された配当金は以下の通りである(注記35.1.10参照)。

百万ユーロ

	注記	承認及び支払された配当			
		承認日	一株当たり配当額(ユーロ)	合計	支払日
配当		2023年4月28日	1.5854	1,678	2023年7月3日
2022年度利益に対する支払配当合計	**46.3**		**1.5854**	**1,678**	
中間配当		2021年11月24日	0.500	529	2022年1月3日
期末配当		2022年4月29日	0.9372	992	2022年7月1日
2021年度利益に対する支払配当合計	**46.3**		**1.4372**	**1,521**	

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了する年度のエンデサ連結財務書類の各発行日の投資適格を反映して信用格付機関により割当てられた長期格付は以下の通りである。

	信用格付						
	2023年12月31日現在(1)				2022年12月31日現在(1)		
	長期	短期	見通し	最新報告日	長期	短期	見通し
Standard & Poor's	BBB	A-2	安定	2023年12月19日現在	BBB+	A-2	ネガティブ
Moody's	Baa1	P-2	ネガティブ	2023年12月20日現在	Baa1	P-2	ネガティブ
Fitch	BBB+	F2	安定	2024年2月12日	BBB+	F2	安定

(1) 各連結財務書類作成日現在

親会社の取締役は、必要があれば、当該機関から付与された信用格付により、合理的な条件で親会社が金融市場を利用することができると考えている。

35.1.13.資金調達可能性及び子会社株式の抵当の制限

2023年12月31日現在、再生可能エネルギー事業を運営するエンデサの子会社があり、株主に利益を分配する前に充たさなければならない条項を資金調達合意に含んでいるプロジェクト・ファイナンスを通じて資金調達を行っている。

2023年12月31日現在、これらの制限の対象となる金融債務は、合計39百万ユーロ(2022年12月31日現在では70百万ユーロ)である(注記20.4、41.4.3、48参照)。

35.2.資本:非支配持分

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における助成金の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在残高	配当金	当期利益／(損失)	投資又は出資	処分又は削減(1)	その他の変動	2023年12月31日現在残高
Aguilón 20, S.A.	27	(7)	1	-	-	-	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	13	(4)	1	-	-	-	10
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	26	-	1	-	-	-	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	33	(8)	9	-	-	-	34
その他	96	(8)	8	-	(7)	-	89
合計	**201**	**(27)**	**20**	**-**	**(7)**	**-**	**187**

(1) Bosa del Ebro S.L.社及びTauste Energía Distribuida, S.L.社からの出資金返還に関連するもので、それぞれ4百万ユーロ及び3百万ユーロ(注記46.3参照)。

百万ユーロ

	2021年12月31日現在残高	配当金	当期利益／(損失)	投資又は出資(1)	処分又は削減(2)	その他の変動	2022年12月31日現在残高
Aguilón 20, S.A.	23	(2)	6	-	-	-	27
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	10	(1)	4	-	-	-	13
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	22	(3)	7	-	-	-	26
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	28	(4)	9	-	-	-	33
その他	75	(7)	29	4	(5)	-	96
合計	**164**	**(17)**	**55**	**4**	**(5)**	**-**	**201**

⑴ Explorotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.**の株主からの拠出金に関する**(**注記**46.3**参照**)。

⑵ Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U.**及び**Energías Especiales de Careón, S.A.**における非支配持分**(20%)**の購入合計**3**百万ユーロ及び**Bosa del Ecro, S.L.**の株主への資金返還合計**2**百万ユーロに相当する**(**注記**7.1、46.3**参照**)。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日年現在、非支配持分の残高は、主にEnel Green Power España, S.L.U.（EGPE）が保有する非支配持分である。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該連結財務書類の作成に使用された非支配持分を有する主なエンデサ会社群の連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書における当該関連項目は以下の通りである。

百万ユーロ

	財政状態計算書											
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
非流動資産	77	80	116	104	8	8	28	28	87	84	108	113
流動資産	10	27	6	15	2	1	7	18	5	5	25	39
資産合計	**87**	**107**	**122**	**119**	**10**	**9**	**35**	**46**	**92**	**89**	**133**	**152**
資本	44	56	98	92	6	6	27	36	64	61	82	80
非流動負債	31	42	18	20	2	2	7	6	11	11	36	49
流動負債	12	9	6	7	2	1	1	4	17	17	15	23
資本及び負債合計	**87**	**107**	**122**	**119**	**10**	**9**	**35**	**46**	**92**	**89**	**133**	**152**

百万ユーロ

	損益計算書											
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
収益	12	28	28	45	4	7	18	5	31	17	55	28
税引前利益／(損失)	**4**	**17**	**5**	**4**	**1**	**-**	**14**	**2**	**23**	**9**	**36**	**13**
継続事業から生じた利益／(損失)	**3**	**13**	**4**	**4**	**1**	**-**	**10**	**1**	**17**	**7**	**27**	**10**
非継続事業から生じた税引後利益／(損失)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
その他の包括利益	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
包括利益合計	**3**	**14**	**4**	**4**	**1**	**-**	**10**	**1**	**17**	**7**	**27**	**10**

百万ユーロ

	連結キャッシュ・フロー計算書											
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3	15	20	8	2	2	2	12	7	22	18	35
投資活動による正味キャッシュ・フロー	-	-	(20)	(7)	(1)	(2)	(1)	(1)	(6)	(14)	-	(3)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(20)	(8)	-	-	-	-	(11)	(2)	-	(8)	(37)	(19)

資本データは、Empresa Alumbramiento Eléctricode de Ceuta, S.A.を除き、連結財務書類に対応する個々の会社の情報に相当する。

注記36.助成金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における助成金の構成及び変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	資産に関連する助成金
2021年12月31日現在残高		**254**
追加		1
収益に計上された金額	9.2	(15)
流動及びその他への振替		(2)
2022年12月31日現在残高		**238**
追加		5
収益に計上された金額	9.2	(16)
流動及びその他への振替		-
2023年12月31日現在残高		**227**

当該項目の助成金は、主に配電網における供給の質を向上させるために締結されたパートナーシップ合意の下に受領した助成金であり、とりわけ環境移行・人口動態課題省（MITECO）及びそれに対応する地方政府の公共団体との間で行われた。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは上記助成金の受領と適用の要件を充たしている。

注記37.引当金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における引当金の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
従業員給付引当金		268	-	278	-
年金及びその他の類似債務に係る引当金	37.1	238	-	248	-
その他の従業員給付		30	-	30	-
労働力再編費用引当金		536	207	519	204
団体余剰手続	37.2.1	9	25	14	28
契約停止引当金	37.2.1	527	182	505	176
その他の引当金	37.3	2,051	1,170	2,167	1,032
合計		**2,855**	**1,377**	**2,964**	**1,236**

37.1.年金及びその他の類似債務に係る引当金

連結財政状態計算書における年金及びその他の類似の債務に対する引当金は、当社の従業員との団体協約又は個別協約において定められている義務の結果であり、これにより当社は、退職、永久的な障害及び死亡の場合に、公的社会保障制度給付を補完することを約定している。

確定給付型と確定拠出型の年金約定は、その性質上外部化されておらず、内部規程の対象となっている一部の現物給付を除き、基本的に年金制度又は保険契約を通じて取り決められている。

正味及び総数理債務

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の確定給付債務に係る数理計算上の負債と年金資産の時価との差額として連結財政状態計算書に計上されている残高は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日 現在	2022年12月31日 現在
数理計算上の負債	585	589
年金資産	(388)	(349)
数理計算上の負債に関して認識された不足額	**197**	**240**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における連結財政状態計算書に計上されている金額は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日 現在	2022年12月31日 現在
年金及び類似債務に係る引当金	37	238	248
その他の非流動資産	29	(41)	(8)
数理計算上の負債に関して認識された不足額		**197**	**240**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における確定給付制度債務に係る数理計算上の正味負債に関する情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度			
		年金	エネルギー	健康保険	合計
数理計算上の正味負債期首残高		**27**	**212**	**1**	**240**
純利息費用	16	1	8	-	9
当期勤務費用	12	4	1	-	5
当期拠出		(59)	(14)	-	(73)
その他の変動		3	-	-	3
金融上の仮定の変更に伴う数理計算上の(利得)損失		22	7	-	29
実績の修正に伴う数理計算上の(利得)損失		6	(12)	-	(6)
利息費用を除く年金資産の数理計算上の収益		(10)	-	-	(10)
数理計算上の正味負債期末残高		**(6)**	**202**	**1**	**197**

百万ユーロ

	注記	2022年度			
		年金	エネルギー	健康保険	合計
数理計算上の正味負債期首残高		**228**	**380**	**2**	**610**
純利息費用	16	1	6	-	7
当期勤務費用	12	7	1	-	8
当期拠出		(39)	(13)	-	(52)
その他の変動		2	-	-	2
金融上の仮定の変更に伴う数理計算上の(利得)損失		(247)	(83)	(1)	(331)
実績の修正に伴う数理計算上の(利得)損失		2	(79)	-	(77)
利息費用を除く年金資産の数理計算上の収益		73	-	-	73
数理計算上の正味負債期末残高		**27**	**212**	**1**	**240**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、確定給付制度債務に関する数理計算上の負債総額の情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度			
	年金	エネルギー	健康保険	合計
数理計算上の負債期首残高	**376**	**212**	**1**	**589**
金融費用	14	8	-	22
当期勤務費用	4	1	-	5
当期給付支給	(43)	(14)	-	(57)
金融上の仮定の変更に伴う数理計算上の(利得)損失	22	7	-	29
実績の修正に伴う数理計算上の(利得)損失	6	(12)	-	(6)
その他の変動	3	-	-	3
数理計算上の負債期末残高	**382**	**202**	**1**	**585**

百万ユーロ

	2022年度			
	年金	エネルギー	健康保険	合計
数理計算上の負債期首残高	**837**	**380**	**2**	**1,219**
金融費用	10	6	-	16
当期勤務費用	7	1	-	8
当期給付支給	(74)	(13)	-	(87)
金融上の仮定の変更に伴う数理計算上の(利得)損失	(247)	(83)	(1)	(331)
実績の修正に伴う数理計算上の(利得)損失	2	(79)	-	(77)

未払給付保険[1]	(161)	-	-	(161)
その他の変動	2	-	-	2
数理計算上の負債期末残高	**376**	**212**	**1**	**589**

[1] エンデサが被保険コミットメントに関して負うリスクを完全に排除するための、確定給付コミットメントに係る保険契約の保険料の支払に関するもの。当該支払金額により年金資産は同額減少した。保険契約費用は、これらの債務に対応する数理計算上の債務を3百万ユーロ下回っている。従って、この金額については、連結損益計算書の「人件費」でプラスの効果が認識された。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における確定給付債務に係る数理計算上の正味負債、年金資産の時価の変動の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度			
	年金	エネルギー	健康保険	合計
影響を受ける資産の期首市場価額	**349**	**-**	**-**	**349**
期待利益	13	-	-	13
当期拠出	59	14	-	73
当期給付支給	(43)	(14)	-	(57)
数理計算上の(損失)利得	10	-	-	10
影響を受ける資産の期末市場価額[1]	**388**	**-**	**-**	**388**

(1) 年金制度以外の退職後給付は含んでいない。

百万ユーロ

	2022年度			
	年金	エネルギー	健康保険	合計
影響を受ける資産の期首市場価額	**609**	**-**	**-**	**609**
期待利益	9	-	-	9
当期拠出	39	13	-	52
当期給付支給	(74)	(13)	-	(87)
数理計算上の(損失)利得	(73)	-	-	(73)
未払給付保険 5	(161)	-	-	(161)
影響を受ける資産の期末市場価額[1]	**349**	**-**	**-**	**349**

(1) 年金制度以外の退職後給付は含んでいない。

連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書への影響

2023年度及び2022年度において、連結損益計算書における確定給付及び確定拠出の年金引当金に関して認識された金額は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
年金資産		**(14)**	**(12)**
当期費用[1]	12	(5)	(8)
正味金融費用	16	(9)	(7)
当期のその他の費用	12	-	3[2]
確定拠出		**(35)**	**(40)**
当期費用[2]	12	(35)	(40)
合計		**(49)**	**(52)**

(1) 2023年度に、かつて「労働力再編計画引当金」の下で認識されていた早期退職に関連する当期費用4百万ユーロを含み、当年度中に「年金及びその他の類似債務に係る引当金」に振り替えられた(2022年度では4百万ユーロ)。

(2) かつて「労働力再編計画引当金」の下に含めていた合計21百万ユーロが2023年度に拠出された(2022年度では21百万ユーロ)。

2023年度及び2022年度における連結その他の包括利益計算書における確定給付債務に係る引当金の認識額は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
利息費用を除く年金資産の数理計算上の収益		18	(73)
数理計算上の利得又は損失		(31)	408
合計	35.1.11	**(13)**	**335**

2023年12月31日現在、利用可能な最善の見積りに基づき、2024年度の確定給付制度への拠出額は約26百万ユーロ（2022年12月31日現在では2023年度の確定給付制度対象額は15百万ユーロ）になると予測されている。

年金資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における確定給付型年金資産の総資産に占める割合は以下の通りである。

割合 (%)

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
固定利付資産 (1)	47	45
株式 (1)	28	30
投資不動産及びその他	25	25
合計	**100**	**100**

(1) 2023年12月31日現在、エネル･グループ会社の株式及び債券11百万ユーロ（2022年12月31日現在では8百万ユーロ）を含む。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における地域別の固定利付証券の公正価値の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

国	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
アメリカ合衆国	52	44
スペイン	13	8
フランス	11	8
ドイツ	8	11
イタリア	7	5
オランダ	4	4
イギリス	2	5
ルクセンブルグ	2	4
ベルギー	2	-
その他	81	68
合計	**182**	**157**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、ソブリン債を計上している確定給付型年金資産の金額は以下の通りである。

百万ユーロ

国	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
スペイン	5	3
イタリア	4	3
フランス	3	3
ドイツ	2	5
ベルギー	2	-
その他	39	29
合計	**55**	**43**

株式及び確定利付証券は活発な市場での相場価格である。年金資産の期待収益率は、主な固定利付債券及び株式市場の見通しを勘案し、各資産クラスのウェイトが前年並みであると仮定して試算した。2023年度の平均回収率は6.88%（2022年度ではマイナス9.89%）である。

現在、運用戦略及びリスク管理は全ての制度参加者で同じであり、資産と負債の間での相関戦略はない。

数理計算上の仮定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における未付保確定給付債務に関する数理計算上の負債の算定に用いられる仮定は以下の通りである。

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
死亡率表	PERM ／ FCOL2020	PERM ／ FCOL2020
金利	3.30% - 3.32%	3.74% - 3.77%
年金資産の期待収益率	3.31%	3.77%
昇給率(1)	1.00%	1.00%
医療費の増加率	5.14%	4.98%

(1) 昇給率を予測するためのベンチマークパーセント

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、金利、医療費増加及び賃金見直しに関する保険数理上の前提条件には、特に、一般的なマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

約定債務の割引に適用される利率は、「AA」信用格付けを有する企業の社債発行利回りを用い、各約定債務から生じる引当金が決済される予定期間に基づき、作成された曲線から得られた。

感応度分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その他の変数は一定のままで、主な数理計算上の仮定の変動に伴う年金における数理計算上の負債額の感応度は以下の通りである。

百万ユーロ

仮定	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	年金	その他の確定給付約定債務	年金	その他の確定給付約定債務
利率50bp減少	26	11	27	12
利率50bp増加	(24)	(10)	(25)	(11)
消費者物価指数（CPI）50bp減少(1)	(3)	N／A	(3)	N／A
消費者物価指数（CPI）50bp増加(1)	3	N／A	3	N／A
医療費1%増加	N／A	N／A	N／A	N／A
労働者及び退職者の平均余命1年間増加	32	14	22	9

(1) 昇給率を予測するためのベンチマークパーセント

その他の情報

エンデサの年金制度は、スペインで適用されるそれぞれの法規制における管理とリスク引受けに対する一般的な制限に従って管理されている。

現在、エンデサによって推進されている年金制度の年金基金は、主に以下のような投資対象資産に固有のリスクに晒されている。

- 確定利付資産への投資リスクは利率変動及びポートフォリオ株式の信用リスクから生じる。
- 株式投資のリスクは、関連資産の価格のボラティリティ（変動）の潜在的な影響から生じ、これは固定利付資産の価格の変動よりも大きい。
- デリバティブにおける投資リスクは、関連するレバレッジの程度に応じて発生し、特に原資産（ベンチマーク資産）の価格変動を脆弱にさせる。
- ユーロ以外の通貨建て資産への投資は、為替レートの変動に関連する追加的なリスクを負う。

- **流動性が低く効率的でない市場で組成された非取引資産への投資は、用いられたアプローチ及び比較のための市場価格の欠如から生じる測定リスクをもたらす。**

2023年12月31日現在、可能性の高い債務フローに基づき計算された加重平均期間は13.45年（2022年12月31日現在では12.4年）であり、確定給付引当金の支払予定日は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
1年	24	26
2年	26	27
3年	28	30
4年	31	32
5年	32	34
5年目以降	831	900
合計	**972**	**1,049**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、公正価値の階層別に公正価値で測定された確定給付型年金資産の分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
	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
確定給付型年金資産	388	262	86	40	349	209	38	102

レベル3に分類された資産の評価は、関連する管理会社により作成された評価報告書に基づいて決定される。

37.2.労働力再編費用引当金

連結財政状態計算書に含まれる様々な労働力再編計画に対する引当金は、当社の従業員との個別契約又は労働協約の結果であり、これにより当社は、当事者間の合意により雇用の終了又は停止があった場合に、国家給付を補填することを約定している。

37.2.1団体余剰手続

2023年12月31日現在、有効な制度は2種類ある。鉱業計画2006-2012及び鉱業計画2016により、合計284人（2022年12月31日現在393人）が早期退職した。

2023年度及び2022年度における当該引当金の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
期首残高		**14**	**27**
損益計算書への計上額		**1**	**(6)**
人件費	12	(1)	(2)
金融収益	16	2	(4)
流動及びその他への振替		**(6)**	**(7)**
期末残高		**9**	**14**

2023年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動引当金」の項目には、25百万ユーロ（2022年12月31日現在では28百万ユーロ）の団体余剰手続における引当金を含む。

数理計算上の仮定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において、団体余剰手続の下で生じた引当金を数理計算する際に使用した仮定は以下の通りである。

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
金利	3.14%	3.57%
消費者物価指数	2.57%	2.78%
死亡率表	PERM FCOL2020	PERM ／ FCOL2020

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、金利、医療費増加及び賃金見直しに関する保険数理上の前提条件には、特に、一般的なマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

感応度分析

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、感応度分析の結果、他のすべての変数を一定に保ったまま、主要な保険数理上の前提条件を50bp増減させても、経済的に大きな影響はないと結論づけられている。

37.2.2.労働契約の自主停止又は終了に関する協定

2023年12月31日現在、「エンデサS.A.及びその電力関連子会社における合意枠の下での雇用契約の自主停止又は終了に係る協定」の適用において、エンデサは709百万ユーロ（2022年12月31日現在では681百万ユーロ）の引当金を計上しており、最大2,396人の従業員に対してエンデサが会社への復職を要求する選択権を行使しないことを約束している（2022年12月31日現在では2,625名）。

2023年度及び2022年度における当該引当金の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
期首残高		**505**	**740**
損益計算書への計上額		**202**	**(67)**
人件費	12	171	2
金融収益	16	31	(69)
流動及びその他への振替		**(180)**	**(168)**
期末残高		**527**	**505**

2023年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動引当金」は、契約停止合意における引当金182百万ユーロ（2022年12月31日現在では176百万ユーロ）を含む。

エネルギー移行プロセスに関連する義務

エンデサは、エネルギー移行を主導することを約定しており、その行動方針には、脱炭素化、再生可能エネルギー発電群の増設、配電網、顧客ポートフォリオ及び顧客サービスのデジタル化の必要性を含む（注記5.1参照）。

したがって、2020年度、エンデサは、脱炭素化計画及びデジタル化プロセスに関連する労働力再編計画のための引当金を計上し、その残高は2023年12月31日現在363百万ユーロ（2022年12月31日現在では427百万ユーロ）である。
エンデサはまた、2023年に165百万ユーロの引当金を計上した。これは、さらなる効率化を図るという同社のコミットメントを反映したもので、デジタル化プロセスの影響を受けた従業員など最大201人の退職を想定している。

数理計算上の仮定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の契約停止合意から生じる引当金の数理計算上の仮定は以下の通りである。

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
金利	3.14%	3.57%
将来の補償の増加	1.00%	1.00%
その他の項目の増加	2.57%	2.78%
死亡率表	PERM ／ FCOL2020	PERM ／ FCOL2020

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、金利、医療費増加及び賃金見直しに関する保険数理上の前提条件には、特に、一般的なマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

感応度分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その他の変数は一定のままで、主な数理計算上の仮定の変動に対する契約停止に係る数理計算上の負債の感応度は以下の通りである。

百万ユーロ

仮定	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	50bp増加	50bp減少	50bp増加	50bp減少
金利	(11)	11	(10)	12
保証及びその他の項目	4	(4)	2	(2)

37.3.その他の引当金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるその他の引当金の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
廃炉費用引当金		1,712	-	1,796	-
原子力発電所		571	-	581	-
その他の発電所		1,063	-	1,129	-
計器解体		74	-	81	-
鉱山閉鎖		4	-	5	-
二酸化炭素(CO_2)排出権に関する引当金	5.1、31.1	-	917	-	862
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	5.1、31.2	-	161	-	81
訴訟、補償及びその他の法的又は契約上の義務に関する引当金		339	92	371	89
合計		**2,051**	**1,170**	**2,167**	**1,032**

2023年及び2022年中の、この非流動及び流動の引当金の動きは以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在残高	営業費用		正味金融収益／(損失)(注記16.1)	有形固定資産に計上した正味引当金(注記20)	支払	振替及びその他	2023年12月31日現在残高
		繰入	戻入					
廃炉費用引当金	1,796	26	(40)	50	(70)	(50)	-	1,712
原子力発電所	581	-	-	17	(27)	-	-	571
その他の発電所	1,129	26	(39)	31	(36)	(49)	1	1,063
計器解体	81	-	(1)	2	(7)	-	(1)	74
鉱山閉鎖	5	-	-	-	-	(1)	-	4
二酸化炭素(CO_2)排出権に関する引当金	862	925	(869)	-	-	-	(1)	917
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	81	157	(77)	-	-	-	-	161
訴訟、補償及びその他の法的又は契約上の義務に関する引当金	460	40	(43)	-	-	(18)	(8)	431
合計	**3,199**	**1,148**	**(1,029)**	**50**	**(70)**	**(68)**	**(9)**	**3,221**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在残高	営業費用		正味金融収益／(損失)(注記16.1)	有形固定資産に計上した正味引当金(注記20)	支払	振替及びその他	2022年12月31日現在残高
		繰入	戻入					
廃炉費用引当金	2,134	25	(38)	24	(293)	(54)	(2)	1,796
原子力発電所	666	-	-	9	(93)	-	(1)	581
その他の発電所	1,376	25	(37)	14	(195)	(54)	-	1,129
計器解体	87	-	(1)	1	(5)	-	(1)	81
鉱山閉鎖	5	-	-	-	-	-	-	5
二酸化炭素(CO_2)排出権に関する引当金	329	865	(332)	-	-	-	-	862
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	11	87	(18)	-	-	-	1	81
訴訟、補償及びその他の法的又は契約上の義務に関する引当金	458	137	(64)	-	-	(64)	(7)	460
合計	**2,932**	**1,114**	**(452)**	**24**	**(293)**	**(118)**	**(8)**	**3,199**

廃炉費用引当金

エンデサは、一部の発電所及び一部の配電施設の解体に生じる費用を認識している（注記3.2l.5**参照）。当該引当金は現在価値で計上されている。**

原子力発電所に関しては、かかる引当金には、国営企業の Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E., （Enresa）**が発電所解体の責任を引き受けるまで、当社グループが負担しなければならない見積額が反映されている（注記**37.3**参照）。（Enresa）がこれらの発電所の廃炉を引き受ける（注記**3.2b.1**参照）。**

二酸化炭素（CO_2）排出枠費用引当金

当該引当金は、その年の二酸化炭素（CO_2）排出枠提供義務をカバーするものである。

発電事業において二酸化炭素（CO_2）排出を生じさせるエンデサの会社群は、翌年の最初の数か月に、その年の排出量に相当する二酸化炭素（CO2）排出枠相当を提供することが義務付けられている（注記3.2l.3**参照）。**

原産地保証及びその他の環境証書の費用を担保する引当金

この規定には、再生可能エネルギー源又は高効率熱電供給によって発電され、最終消費者に販売される電力に相当する原産地保証を国家市場競争委員会（CNMC）に提出する義務が含まれている。

販売する電力が再生可能エネルギー源又は高効率熱電併給から生成されたものであることを最終消費者に保証するエンデサの会社群は、翌年の最初の月までに当該顧客へ電力供給の証書に関連する原産地保証を履行しなければならない（注記3.2l.4**参照）。**

注記38.その他の非流動負債

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるその他の非流動負債の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
保証金	28.1	465	468
その他の支払債務		113	120
合計	**41.2**	**578**	**588**

注記39.その他の非流動及び流動金融負債

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるその他の非流動及び流動金融負債の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

		非流動		流動	
		2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
借入金利息		-	-	103	51
再生可能エネルギー投資に対する報酬	28.1	8	-	1	-
合計		**8**	**-**	**104**	**51**

2023年12月31日現在、「その他の非流動金融負債」の項目には、エネルギー市場価格の最良推定値によれば、規制上の耐用年数中に投資利益率（RoI）が得られる必要があり、かつこのまま報酬制度を維持するよりも経済的に著しく不利な結果をもたらす標準設備（SF）に関連する市場価格乖離調整金の累積純額が含まれている（注記6参照）。

2023年12月31日現在、未認識の負の偏差の累積純額は79百万ユーロである。

注記40.仕入及びその他の支払債務

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における仕入及びその他の支払債務の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
仕入債務及びその他の流動負債	41.2.1	**6,242**	**6,219**
仕入先その他の支払債務		5,028	4,794
未払配当金	35.1.10、35.1.12	530	3
その他の支払債務		684	1,422
税金負債		**661**	**1,108**
未収還付法人所得税		215	544
未払付加価値税		101	164
その他の租税		345	400
合計		**6,903**	**7,327**

2023年12月31日現在、「未払配当金」は主に当社.に相当する配当金であり、以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	未払配当金	一株当たり配当額(ユーロ)	合計	支払日
中間配当	35.1.10	2023年度	0.500	529	2024年1月2日

2023年12月31日現在、仕入先への支払を管理するために金融機関により割引計算された仕入債務(リバース・ファクタリング)は、連結財政状態計算書に営業債務及びその他の債務の下で認識され、合計56百万ユーロ(2022年12月31日現在では26百万ユーロ)である。

2023年度及び2022年度のリバース・ファクタリング契約に係る金融収益は1百万ユーロ未満である。

2023年12月31日現在の連結財政状態計算書における供給済み未請求エネルギーから生じる未請求電力料及び未請求ガス料の見積額は、各々132百万ユーロ及び96百万ユーロ(2022年12月31日現在では190百万ユーロ及び87百万ユーロ)である。

40.1.仕入先への平均支払期間に関する情報。追加条項3。2010年7月5日付スペイン法第15／2010号(9月28日付法律第18／2022号により改正)に基づく「情報義務」

エンデサがその後の2022年9月28日付け法律第18／2022号により修正された2010年7月5日付け法律第15／2010号に基づく商取引のための仕入先への支払の法定期限遵守状況の詳細は以下の表の通りである。

日数

	2023年度	2022年度
仕入先への平均支払期間	14	9
取引支払比率	13	8
取引未決済比率	76	36

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
支払履行合計	13,431	22,232
支払留保額総額	285	219

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
最長許容期間以内で支払った請求数	319,869	300,873

請求数合計に対する割合 (%)	91.81	85.52
最長許容期間以内で支払われた請求金額	13,156	21,948
仕入先への支払金額合計に対する割合 (%)	97.56	98.72

注記41.金融商品

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における金融商品の分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
金融資産					
デリバティブ資産	44	879	1,054	1,249	2,533
その他の金融資産	28、30	663	1,777	1,160	8,677
その他の資産	29	386	-	304	-
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	32	-	4,912	-	5,472
顧客との契約から生じた資産	27.1	-	4	-	8
現金及び現金同等物	33	-	2,106	-	871
合計	**41.1**	**1,928**	**9,853**	**2,713**	**17,561**

金融負債					
デリバティブ資産	44	544	1,673	2,408	4,990
借入金	41.3	9,636	4,091	11,704	6,784
その他の金融負債	39	8	104	-	51
その他の非流動負債	38	578	-	588	-
仕入及びその他の支払債務	40	-	6,242	-	6,219
顧客との契約から生じた負債	27.2	4,348	427	4,300	294
合計	**41.2**	**15,114**	**12,537**	**19,000**	**18,338**

41.1.非流動及び流動金融資産の分類

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における金融資産の種類別内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融資産	**41.1.1**	**1,043**	**8,799**	**1,459**	**15,028**
その他の金融資産	28.1、30	657	1,777	1,155	8,677
その他の資産	29	386	-	304	-
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	32	-	4,912	-	5,472
顧客との契約から生じた資産	27.1	-	4	-	8
現金及び現金同等物	33	-	2,106	-	871
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産		**85**	**358**	**177**	**1,313**
資本性金融商品	28.2	6	-	5	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	79	358	172	1,313
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		**-**	**-**	**-**	**-**
ヘッジ・デリバティブ	**44.1**	**800**	**696**	**1,077**	**1,220**
合計		**1,928**	**9,853**	**2,713**	**17,561**

エンデサはそのビジネスモデルを変更しておらず、又金融資産の契約上のキャッシュ・フローの特徴によって重大な影響を受けていないため、分類間の振替は行われていない。

41.1.1.償却原価で測定する金融資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その性質により償却原価で測定する金融資産の内容は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融資産					
その他の金融資産		**657**	**1,777**	**1,155**	**8,677**
スペインで規制された事業及びその他の規制された報酬からの収入不足に対する融資	30	-	-	-	14
本土外の地域（TNP）における標準コストの補償	30	85	473	-	2,254
最終保障料率（LNT）の引上制限	30	-	5	-	67
保証金	28.1	434	-	437	-
従業員に対する貸付金	28.1、30	80	14	48	11
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び合弁事業会社に対する貸付金	30、47.2	3	68	2	65
金融担保	28.1、30	47	1,173	668	6,056
その他の金融資産	28.1、30	30	46	22	216
評価修正	41.1.3	(22)	(2)	(22)	(6)
その他の非流動資産	**29**	**386**	**-**	**304**	-
配電事業の報酬		333	-	279	-
その他の資産		53	-	25	-
評価修正	41.1.3	-	-	-	-
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	**32**	**-**	**4,912**	-	**5,472**
販売及びサービスから生じた債権		-	4,609	-	4,817
その他の債権		-	895	-	1,129
配電事業の報酬		-	283	-	231
その他		-	612	-	898
評価修正	41.1.3	-	(592)	-	(474)
顧客との契約から生じた資産	**27.1**	**-**	**4**	-	**8**
顧客との契約から生じた資産		-	6	-	10
評価修正	41.1.3	-	(2)	-	(2)
現金及び現金同等物	**33**	**-**	**2,106**	-	**871**
合計		**1,043**	**8,799**	**1,459**	**15,028**

当該金融資産の公正価値は帳簿価額と実質的に異ならない。

41.1.2.純損益を通じて公正価値で測定する金融資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当該カテゴリーは各々6百万ユーロ及び5百万ユーロの他社持分に相当する資本性金融商品を含む。当該項目で認識される残りの投資の個別金額に重要性はない。

又、当該カテゴリーはヘッジとして指定されていないデリバティブを含み、その詳細は注記44.2に開示されている。

41.1.3.評価調整

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、一般的又は簡略化されたアプローチでの償却原価で測定された金融資産について認識された予想損失の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
		加重平均期待損失率	総残高	予想損失による評価修正	正味残高	加重平均期待損失率	総残高	予想損失による評価修正	正味残高
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権	32	**10.8%**	**5,504**	**592**	**4,912**	**8.0%**	**5,946**	**474**	**5,472**
期限のない流動分		**1.9%**	**4,250**	**80**	**4,170**	**0.6%**	**4,991**	**32**	**4,959**
期限。		**40.8%**	**1,254**	**512**	**742**	**46.3%**	**955**	**442**	**513**
1日から30日		6.1%	82	5	77	2.4%	82	2	80
31日から60日		6.9%	87	6	81	7.9%	89	7	82
61日から90日		7.0%	114	8	106	11.9%	109	13	96
91日から120日		13.5%	89	12	77	20.0%	85	17	68
121日から150日		51.9%	52	27	25	26.8%	41	11	30
151日から180日		60.9%	46	28	18	26.8%	41	11	30
180日超		54.3%	784	426	358	75.0%	508	381	127
顧客との契約から生じた資産	27.1	**33.3%**	**6**	**2**	**4**	**20.0%**	**10**	**2**	**8**
その他の非流動金融資産	28.1	**3.2%**	**679**	**22**	**657**	**1.9%**	**1,177**	**22**	**1,155**
その他の流動金融資産	30	**0.1%**	**1,779**	**2**	**1,777**	**0.1%**	**8,683**	**6**	**8,677**
その他の非流動資産	29	**0.0%**	**386**	**-**	**386**	**0.0%**	**304**	**-**	**304**
現金及び現金同等物	33	**0.0%**	**2,106**		**2,106**	**0.0%**	**871**		**871**
合計			**10,460**	**618**	**9,842**		**16,991**	**504**	**16,487**

販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権

2023年度及び2022年度における「販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権」の「評価修正」の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
期首残高		**474**	**463**
繰入	8.2、15.2及び41.5	264	163
使用金額		(146)	(152)
期末残高	32	**592**	**474**

2023年度には、顧客との契約から生じた減損損失をカバーするため、101百万ユーロの減損損失の増加が認識された。この項目の傾向を分析するためには、以下の点を考慮する必要がある。

ビジネス	合計	
発電及び給電	●129百万ユーロ	• 住宅顧客及び企業間取引（B2B）顧客からの回収の悪化により、さらなる引当金が認識された。
配電	●28百万ユーロ	• 2023年には、ロシア・ウクライナ紛争に起因するエネルギー危機の中で2022年に大幅に悪化した小規模エネルギー商社の支払い実績が正常化した。

顧客との契約から生じた資産

2023年度及び2022年度に「顧客との契約から生じた資産」（注記27.1参照）の「評価修正」の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
期首残高		**2**	**1**

繰入		-	1
使用金額		-	-
期末残高	27.1	**2**	**2**

その他の非流動及び流動金融資産

2023年度及び2022年度における「その他の非流動及び流動金融資産」の「評価修正」の変動（注記28、30参照）は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度		2022年度	
		非流動金融資産	流動金融資産	非流動金融資産	流動金融資産
期首残高		**22**	**6**	**21**	**2**
繰入	8.2、15.2、16.1及び41.5	-	-	1	5
使用金額	15.2、16.1	-	(4)	-	(1)
期末残高		**22**	**2**	**22**	**6**

その他の非流動資産

2023年及び2022年には、「その他の非流動資産」の「*評価修正*」の項目に変動はなかった。

41.1.4.金融資産の約定債務

2023年12月31日現在、エンデサは多額の金融投資を行う約定債務を含むいかなる合意も締結していない。

41.2.非流動金融負債及び流動金融負債の分類

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における金融商品の分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融負債	41.2.1	**14,556**	**10,864**	**16,578**	**13,348**
借入金	41.3	9,622	4,091	11,690	6,784
その他の金融負債	39	8	104	-	51
その他の非流動負債	38	578	-	588	-
仕入債務及びその他の流動負債	40	-	6,242	-	6,219
顧客との契約から生じた負債	27.2	4,348	427	4,300	294
純損益を通じて公正価値で測定する金融負債		**117**	**519**	**330**	**2,556**
金融債務(1)	41.3	14	-	14	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	103	519	316	2,556
ヘッジ・デリバティブ	44.1	**441**	**1,154**	**2,092**	**2,434**
合計		**15,114**	**12,537**	**19,000**	**18,338**

(1) 取引の開始時から公正価値ヘッジの基礎となる金融負債に完全に関連し、純損益を通じて公正価値で測定する。

41.2.1.償却原価で測定する金融負債

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その性質により償却原価で計上されている金融負債の内容は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
債券及びその他の市場性のある有価証券	41.3	-	-	-	4,988
銀行借入金	41.3	5,302	744	5,805	981
その他の借入金	41.3	4,320	3,347	5,885	815
仕入債務及びその他の流動負債	40	-	6,242	-	6,219
顧客との契約から生じた負債	27.2	4,348	427	4,300	294
その他の金融負債	39	8	104	-	51
その他の非流動負債	38	578	-	588	-
合計		**14,556**	**10,864**	**16,578**	**13,348**

41.3.借入金

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書における非流動金融債務及び流動金融債務の構成は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				
		額面価額	帳簿価額			公正価値
			非流動	流動	合計	
債券及びその他の市場性のある有価証券		12	14	-	14	14
銀行借入金		6,095	5,302	744	6,046	6,089
その他の借入金		7,673	4,320	3,347	7,667	7,795
使用権を伴う借入金	21	868	784	84	868	868
その他		6,805	3,536	3,263	6,799	6,927
合計 (1)		**13,780**	**9,636**	**4,091**	**13,727**	**13,898**

(1) 持続可能な融資67%に相当する。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在				
		額面金額	帳簿価額			公正価値
			非流動	流動	合計	
債券及びその他の市場性のある有価証券		5,012	14	4,988	5,002	5,007
銀行借入金		6,876	5,805	981	6,786	6,721
その他の借入金		6,700	5,885	815	6,700	6,611
使用権を伴う借入金	21	844	756	88	844	844
その他		5,856	5,129	727	5,856	5,767
合計 (1)		**18,588**	**11,704**	**6,784**	**18,488**	**18,339**

(1) 持続可能な融資64%に相当する。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のデリバティブを伴わない金融債務の満期別額面金額の内訳は以下の通りである。

前へ　次へ

百万ユーロ

	満期	2023年12月31日現在簿価	公正価値	額面価額		満期					額面金額合計
				流動	非流動	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	
債券及びその他の市場性のある有価証券		**14**	**14**	**-**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**	**12**	**12**
固定利率	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動利率		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
銀行借入金		**6,046**	**6,089**	**761**	**5,334**	**533**	**460**	**952**	**1,838**	**1,551**	**6,095**
固定利率	2028	2,254	2,279	500	1,799	-	200	675	924	-	2,299
変動利率	2037	3,792	3,810	261	3,535	533	260	277	914	1,551	3,796
その他の借入金		**7,667**	**7,795**	**3,347**	**4,326**	**86**	**82**	**1,727**	**1,943**	**488**	**7,673**
使用権を伴う借入金		868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
固定利率	2080年	868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
その他の借入金		6,799	6,927	3,263	3,542	6	1	1,656	1,876	3	6,805
固定利率	2040年	6,525	6,653	3,001	3,530	-	1	1,650	1,876	3	6,531
変動利率	2027	274	274	262	12	6	-	6	-	-	274
合計		**13,727**	**13,898**	**4,108**	**9,672**	**619**	**542**	**2,679**	**3,781**	**2,051**	**13,780**

百万ユーロ

	満期	2022年12月31日現在簿価	公正価値	額面金額		満期					額面金額合計
				流動	非流動	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	
債券及びその他の市場性のある有価証券		**5,002**	**5,007**	**5,000**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**	**12**	**5,012**
固定利率	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動利率	2023年度	4,988	4,993	5,000	-	-	-	-	-	-	5,000
銀行借入金		**6,786**	**6,721**	**981**	**5,895**	**2,290**	**239**	**451**	**922**	**1,993**	**6,876**
固定利率	2028	1,674	1,527	-	1,674	500	-	200	675	299	1,674
変動利率	2038	5,112	5,194	981	4,221	1,790	239	251	247	1,694	5,202
その他の借入金		**6,700**	**6,611**	**815**	**5,885**	**3,075**	**531**	**76**	**1,733**	**470**	**6,700**
使用権を伴う借入金		844	844	88	756	74	74	76	65	467	844
固定利率	2080年	844	844	88	756	74	74	76	65	467	844
その他の借入金		5,856	5,767	727	5,129	3,001	457	-	1,668	3	5,856
固定利率	2040年	4,657	4,567	1	4,656	3,001	1	-	1,651	3	4,657
変動利率	2027	1,199	1,200	726	473	-	456	-	17	-	1,199
合計		**18,488**	**18,339**	**6,796**	**11,792**	**5,365**	**770**	**527**	**2,655**	**2,475**	**18,588**

前へ　　次へ

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在におけるデリバティブ取引前の金融負債の通貨別内訳及び通貨ヘッジの影響は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在							
	当初債務構造			債務カバレッジ・レシオの影響	カバレッジ後の債務構造			金利
	償却原価	額面金額	割合 (%)		償却原価	割合 (%)	平均利率 (%)	実効利率 (%)
ユーロ	13,586	13,639	99.0	-	13,586	99.0	3.2	3.2
米ドル (USD)	141	141	1.0	-	141	1.0	2.9	2.9
合計	**13,727**	**13,780**	**100.0**	**-**	**13,727**	**100.0**	**3.2**	**3.2**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在							
	当初債務構造			債務カバレッジ・レシオの影響	カバレッジ後の債務構造		金利	
	償却原価	額面金額	割合 (%)		償却原価	割合 (%)	平均利率 (%)	実効利率 (%)
ユーロ	18,307	18,407	99.0	-	18,307	99.0	1.4	1.4
米ドル (USD)	181	181	1.0	-	181	1.0	2.9	2.9
合計	**18,488**	**18,588**	**100.0**	**-**	**18,488**	**100.0**	**1.4**	**1.4**

2023年度及び2022年度の非流動有利子負債の額面金額の推移は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在額面金額	キャッシュ・フローを創出しない		キャッシュ・フローを創出する		2023年12月31日現在額面金額
		追加／(処分)	振替及びその他	返済及び償還 (注記46.3)	新規借入 (注記46.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	12	-	-	-	-	12
銀行借入金	5,895	-	(1,275)	(702)	1,416	5,334
その他の借入金	5,885	120	(3,086)	(468)	1,875	4,326
使用権を伴う借入金	756	120	(92)	-	-	784
その他	5,129	-	(2,994)	(468)	1,875	3,542
合計	**11,792**	**120**	**(4,361)**	**(1,170)**	**3,291**	**9,672**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在額面金額	キャッシュ・フローを創出しない		キャッシュ・フローを創出する		2022年12月31日現在額面金額
		追加／(処分)	振替及びその他	返済及び償還 (注記46.3)	新規借入 (注記46.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	12	-	-	-	-	12
銀行借入金	3,311	-	791	(4)	1,797	5,895
その他の借入金	3,885	22	(130)	(5)	2,113	5,885
使用権を伴う借入金	861	22	(127)	-	-	756
その他	3,024	-	(3)	(5)	2,113	5,129
合計	**7,208**	**22**	**661**	**(9)**	**3,910**	**11,792**

2023年度及び2022年度の金融債務の額面金額の推移は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在額面金額	キャッシュ・フローを創出しない		キャッシュ・フローを創出する		2023年12月31日現在額面金額
		追加／(処分)	振替及びその他	返済及び償還(注記46.3)	新規借入(注記46.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	4,988	-	-	(17,611)	12,623	-
銀行借入金	981	-	1,277	(1,498)	1	761
その他の借入金	815	9	3,089	(801)	235	3,347
使用権を伴う借入金	88	9	86	(99)	-	84
その他	727	-	3,003	(702)	235	3,263
合計	**6,784**	**9**	**4,366**	**(19,910)**	**12,859**	**4,108**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在額面金額	キャッシュ・フローを創出しない		キャッシュ・フローを創出する		2022年12月31日現在額面金額
		追加／(処分)	振替及びその他	返済及び償還(注記46.3)	新規借入(注記46.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	2,915	-	1	(29,812)	31,884	4,988
銀行借入金	134	-	(786)	(1,369)	3,002	981
その他の借入金	116	1	95	(124)	727	815
使用権を伴う借入金	82	1	92	(87)	-	88
その他	34	-	3	(37)	727	727
合計	**3,165**	**1**	**(690)**	**(31,305)**	**35,613**	**6,784**

2023年度の総有利子負債の平均利率は3.2%（2022年度では1.4%）である（注記3.2b.1参照）。

41.4.その他

41.4.1.流動性

2023年12月31日現在、エンデサの流動性は以下に詳述するとおり、10,027百万ユーロ（2022年12月31日現在では9,185百万ユーロ）であった。

百万ユーロ

	注記	流動性	
		2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
現金及び現金同等物	33	2,106	871
クレジット・ファシリティ及びローンに基づき自由に利用可能(1)	42.4	7,921	8,314
合計		**10,027**	**9,185**

(1) 2023年12月31日及び2022年12月31日現在、それぞれ3,525百万ユーロ及び4,950百万ユーロは、エネル・ファイナンス・インターナショナルN.V.との間で利用可能なコミットメント及び取消不能の信用枠に関連している。

2023年12月31日現在、エンデサの運転資本はマイナス2,117百万ユーロである。当社の長期信用枠の利用可能額は、エンデサが連結財政状態計算書に示された金額を、継続して運用、資産の実現及び負債の決済をするのに充分な財源を得ることができることを保証するものである（注記42.4参照）。

41.4.2.主要な金融取引

2023年度の主な取引は以下の通りである。

- エンデサは、「エンデサS.A.SDG13ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラム」（ECP）」として知られる新しいコマーシャル・ペーパー・プログラムを登録した。総額5,000百万ユーロで、2023年12月31日時点の残高はない。本プログラムには、戦略計画に沿った持続可能性の目標が盛り込まれている。
- 以下の金融取引が実行され、ほぼ全て持続可能性目標を盛り込んでいる（注記5.1参照）。

百万ユーロ

取引	取引相手	契約日	満期日	合計
融資(1)(2)	欧州投資銀行	2023年1月17日	2038	250
融資(3)	Caixabank, S.A.	2023年3月24日	2028年5月3日	425
融資(3)	Kutxabank, S.A.	2023年3月24日	2028年5月4日	75
融資(3)	BNPパリバ	2023年3月24日	2028年5月5日	125
融資(3)	Enel Finance International N.V.	2023年5月4日	2028年5月4日	1,875
融資(4)(5)	クラブ・ディール	2023年5月29日	2025年11月30日	300
融資(2)(6)	欧州投資銀行	2023年6月28日	2038	200
融資(6)	公的信用機関	2023年6月28日	2035年6月28日	300
融資(5)	Banco de Sabadell, S.A.	2023年11月7日	2028年10月31日	250
融資(5)(7)	Caixabank, S.A.	2023年12月21日現在	2028年12月21日現在	400
クレジット・ファシリティ(4)	BNPパリバ	2023年3月24日	2026年3月24日	125
クレジット・ファシリティ(4)	Intesa San Paolo, S.P.A.	2023年3月31日	2026年3月31日	250
クレジット・ファシリティ(4)	Enel Finance International N.V.	2023年5月4日	2026年5月4日	1,125
クレジット・ファシリティ(4)(5)	クラブ・ディール	2023年5月29日	2025年11月30日	250
クレジット・ファシリティ	中国工商銀行	2023年11月7日	2027年11月7日	120
クレジット・ファシリティ(5)(8)	BNPパリバ	2023年12月15日現在	2027年12月15日現在	200
クレジット・ファシリティ(5)(8)	Intesa San Paolo, S.P.A.	2023年12月19日現在	2027年12月19日現在	300
クレジット・ファシリティ(5)(8)	ドイツ銀行S.A.	2023年12月19日現在	2027年12月19日現在	125
クレジット・ファシリティ(5)(8)	Banco Santander, S.A.	2023年12月20日現在	2027年12月20日現在	525
クレジット・ファシリティ(8)	Caixabank, S.A.	2023年12月21日現在	2027年12月21日現在	250
合計				7,470

(1) 当該取引の信用条件は、2024年度にスコープ1二酸化炭素（CO2）排出の特定排出量を削減する当社の戦略計画で定められた目標に連動している。

(2) 2023年12月31日時点で未払いとなっているローンに関するもの。

(3) これらの取引の与信条件は、2023年から2025年にかけてのEU税制規則第3条に定められた基準に従って、環境持続可能性目標に固定されている。

(4) これらの取引の与信条件は、2023年にEU税制規則第3条に定められた基準に従って、環境持続可能性目標に固定されている。

(5) 既存のローン及び信用枠の更新。

(6) 当該取引の信用条件は、2025年度にスコープ1二酸化炭素（CO2）排出の特定排出量を削減する当社の戦略計画で定められた目標に連動している。

(7) これらの取引の与信条件は、2024年から2026年にかけてのEU税制規則に沿った投資の割合に応じて、環境持続可能性目標に固定されている。

(8) これらの取引の与信条件は、2024年から2025年にかけてのEU税制規則に沿った投資の割合に応じて、環境持続可能性目標に固定されている。

41.4.3.融資契約

一部のエンデサ子会社は、この種の契約において慣例となっている融資契約（コベナンツ）に規定されている一定の義務を遵守することを条件としている。

2023年12月31日現在、当社及びその子会社はいずれも、その金融債務又は早期返済を要求される可能性のある金融約定に違反していない。

エンデサの取締役は、当該条項が2023年12月31日現在の連結財政状態計算書における現在又は将来の区分を変更するものと考えていない。

エンデサS.A.

エンデサの融資事業のほぼ全てを統括している当社.の融資契約は、契約違反により早期償還の引き金につながる財務比率条項を含んでいない。

エンデサS.A.の債券発行残高（2023年12月31日時点で12百万ユーロ）は、当社の特定の債務（一定金額以上）の決済に係る債務不履行が生じた場合には当該債務を前払いしなければならないような債務の下での

- クロス・デフォルト条項を含む。

さらに、当社が発効した債券残高及び当社が手配した銀行融資には、以下の条項が含まれる。

- ネガティブ・プレッジ条項：当社は、残存債務者のために同等の保証が発行されない限り、特定の種類の義務を担保するために当社の資産（一定の金額以上）の上に抵当権、先取特権又はその他の担保権を設定することはできない。
- パリパス条項：社債及び銀行融資は、エンデサS.A.が発行する他の既存又は将来の無担保又は非劣後債務と同じ地位を有する。

さらに、エンデサS.A.の借入の主なコベナンツは以下の通りである。

百万ユーロ

条項	取引	融資契約	債務額面	
			2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
信用格付け条項	欧州投資銀行（EIB）及び公的信用機関（ICO）との金融取引	信用格付の格下げ時の追加保証又は再交渉	2,689	2,554
支配権の変動に関する条項	欧州投資銀行（EIB）、公的信用機関（ICO）及びエネル・ファイナンス・インターナショナルN.V.との金融取引	当社の支配に変動が生じた場合に早期返済をしなければならない可能性	9,214(1)	7,654(1)
資産譲渡に関する条項	欧州投資銀行（EIB）、公的信用機関（ICO）、及びその他の金融機関との金融取引	当社の連結上の資産の7%から10%の間のパーセントが生じる場合の制限(2)	6,013	6,178
サステナビリティ関連	欧州投資銀行（EIB）、公的信用機関（ICO）、及びその他の金融機関との金融業務	一定の期日までに一定レベルの二酸化炭素（CO2）排出量を削減する、一定期間内に再生可能エネルギーによる半島純設備容量の比率を達成する、あるいは異なる期間における欧州分類法に従った投資比率に依存するなど、持続可能性目標に関連したクレジット条件(3)。	7,912	10,298

(1) 当該締結金額は2023年12月31日現在13,189百万ユーロ（2022年12月31日現在では12,604百万ユーロ）である。

(2) 当該基準値を超えると、一般的に、同等の対価が受領されない場合、又は当社の支払能力に重大な悪影響があった場合にのみ、制限が適用される。

(3) かかる規定に従わない場合は、融資条件の変更を意味するのみである。

再生可能事業を運営している子会社

2023年12月31日現在、再生可能エネルギー事業を運営し、プロジェクト・ファイナンスを通して資金調達を行っている特定のエンデサの子会社は、以下の条項を含む39百万ユーロ（2022年12月31日現在では70百万ユーロ）の金融債務を有している（注記20.4、35.1.13、48参照）。

条項	取引	融資契約
支配権の変動に関する条項	プロジェクト及び関連デリバティブの資金調達において締結した融資契約(1)。	支配権の変動時に繰上（早期返済）しなければならない可能性
充足義務関連条項	プロジェクト融資目的において締結した融資契約	貸出金融機関に契約の下で義務の遵守を担保するための持分の質入れ(2)。
株主への利益配当関連条項		一定の条件を遵守しなければならない制限
資産売却関連条項		多数の貸手から承認を得なければならない意味における制限があり、場合により得られた資金を債務返済に充てなければならない。
債務返済準備金勘定関連条項		債務返済準備金勘定の設定義務（注記33参照）。

(1) 正味市場価値プラス1百万ユーロ（2022年12月31日現在ではプラス2百万ユーロ）。

(2) 対金融債務残高金額

さらに、当該再生可能エネルギー子会社は、一定の年間債務返済カバレッジ・レシオ（ADSCR）を遵守しなければならない。2023年12月31日現在、これらの比率に違反した事例はない。

41.4.4.その他

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、当該日及び満期までの期間を通じた利率を考慮した金融債務総額に係る想定利子は以下の通りである。

百万ユーロ

金融商品	合計	2023年12月31日現在の金融債務総額に係る利子					
		2024年	2025年	2026年	2027	2028	それ以降
債券及びその他の市場性のある有価証券	6	1	1	1	1	1	1
銀行借入金	1,039	203	187	165	147	94	243
その他の借入金	909	228	150	146	121	54	210
使用権を伴う借入金	374	40	36	33	29	26	210
その他	535	188	114	113	92	28	-
合計	**1,954**	**432**	**338**	**312**	**269**	**149**	**454**

百万ユーロ

金融商品	合計	2022年12月31日現在の金融債務総額に係る利子					
		2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
債券及びその他の市場性のある有価証券	31	24	1	1	1	1	3
銀行借入金	511	92	85	69	65	51	149
その他の借入金	570	156	138	61	58	34	123
使用権を伴う借入金	260	33	30	28	25	22	122
その他	310	123	108	33	33	12	1
合計	**1,112**	**272**	**224**	**131**	**124**	**86**	**275**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、当社株式に転換可能な銘柄、又は特定の場合に株式に転換可能となる株主特権若しくは権利を付与するものは存在しない。

41.5.金融資産及び金融負債の科目別純利得及び損失

41.5.1.金融資産の科目別純利得及び損失

2023年度及び2022年度における金融資産及び金融負債の科目別の純利得及び損失は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度		2022年度	
	連結損益計算書における純利得／(損失)	連結その他の包括利益計算書における認識された利得／(損失)	連結損益計算書における純利得／(損失)	連結その他の包括利益計算書における認識された利得／(損失)
償却原価で測定する金融資産 (1)	(264)	-	(168)	-
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産 (2)	2,097	-	5,988	-
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	-	-	-	-
ヘッジ・デリバティブ (3)	1,241	3,909	3,604	(2,207)
合計	**3,074**	**3,909**	**9,424**	**(2,207)**

(1) 未回収債権の正味減損損失に関連する(注記15.2、16.1参照)。

(2) エネルギー商品及び金融デリバティブの変動による収益に関連する(注記9、10.1、10.3、11、16.2参照)。

(3) キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値からの収益に関連する(注記11、16.2参照)。

41.5.2.金融負債科目別純利得及び損失

2023年度及び2022年度における科目別の金融負債に係る純利得及び損失は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度		2022年度	
	連結損益計算書における純利得／(損失)	連結その他の包括利益計算書における認識された利得／(損失)	連結損益計算書における純利得／(損失)	連結その他の包括利益計算書における認識された利得／(損失)
償却原価で測定する金融負債 (1)	(505)	-	(246)	-
純損益を通じて公正価値で測定する金融負債 (2)	(3,532)	-	(6,583)	-
ヘッジ・デリバティブ (3)	(2,851)	-	(5,157)	-
合計	**(6,888)**	**-**	**(11,986)**	**-**

(1) 債務における金融費用に関連する(注記16.1参照)。

(2) エネルギー商品及び金融デリバティブの変動の費用に関連する(注記9、10.1、10.3、11、16.2参照)。

(3) キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値における費用に関連する(注記11、16.2参照)。

注記42.財務リスクの管理とコントロール

エンデサS.A.及びその子会社の活動は、事業及び経済業績の推移に影響を及ぼす可能性のある金融リスクが存在する環境下で行われており、したがって、これらのリスクへのエクスポージャーを管理及び統制する必要がある。エンデサの活動に関連する主なリスクと不確実性に関する追加情報は、2023年12月31日に終了する年度の連結経営報告書の6.4節に記載されている。

特に、一般的なリスク管理及びマネジメント方針とリスク管理及びマネジメントシステム(SCIGR)により、エンデサは、以下に記載するように、エンデサがさらされている様々な種類の財務リスクを特定、測定、管理することができる(2023年12月31日に終了する年度の連結経営報告書の6.1項を参照)。

42.1.金利リスク

利率変動は、固定利率で利息を負担している資産及び負債の公正価値、及び変動利率に連動する資産及び負債からの将来フローを変動させる。

金利リスク管理の目的は、デリバティブを用いることで、金融資産及び負債の種類の多様化、及びリスク・エクスポージャー・プロファイルの修正を通して、損益計算書の変動が比較的小さい負債コストを数年間にわたって最小限に抑えることができるバランスのとれた金融負債構造を実現することである。

金利スワップ契約の利用により、利率変動の影響を受けやすい借入金を削減することを目的としている。いずれの場合も、契約の構造は原金融商品の構造に適合しており、原金融商品の満期日を超えないため、契約の公正価値又はキャッシュ・フローのいかなる変動も、原ポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺される。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のデリバティブを考慮した金融リスクの構造は以下の通りである。

百万ユーロ

	正味ポジション			
	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	デリバティブ取引前	デリバティブ取引後	デリバティブ取引前	デリバティブ取引後
固定利率	9,771	9,734	7,189	7,080
変動利率	630	671	3,704	3,789
合計	**10,401**	**10,405**	**10,893**	**10,869**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサが手配した借入金の基準利率は主に欧州銀行間取引金利である。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、利率に係るデリバティブの想定元本の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ	正味想定元本	
	2023年度	2022年度
金利スワップ		
固定利率から変動利率への金利スワップ	1,256	1,190
変動利率から固定利率への金利スワップ	1,187	1,187
金利デリバティブ合計	**2,443**	**2,377**

感応度分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その他の変数はそのままにして、利率変動が連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に与える税引前の影響は以下の通りである。

百万ユーロ

	基準点の変更	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書
デリバティブ後の変動利率借入金に係る金融費用					
利率上昇	+25	16	-	24	-
利率低下	-25	(16)	-	(24)	-
ヘッジ手段とされるデリバティブの公正価値					
公正価値					
利率上昇	+25	(6)	-	(9)	-
利率低下	-25	6	-	9	-
キャッシュ・フロー					
利率上昇	+25	-	14	-	12
利率低下	-25	-	(14)	-	(12)
ヘッジ手段とされないデリバティブの公正価値					
利率上昇	+25	-	-	-	-
利率低下	-25	-	-	-	-

42.2.通貨リスク

外貨リスクは主に、国際市場でのエネルギー原料（特に天然ガス）の購入取引に関連しており、その価格は通常米ドル建て（USD）である。エンデサは外貨建て債務の管理、調達、保険料の支払、プラント保守契約、配当金においても当該リスクを負う。

為替変動リスクを軽減するため、エンデサは通貨スワップや為替保険などを手配し、外貨建資産・負債の現金収支のバランスも図っている。

契約期間が金融商品の原資産の満期日を超えることはないため、これらの契約の公正価値又はキャッシュ・フローの変動は、原資産のポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺される。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において、デリバティブの想定元本の為替レート別内訳は、以下の通りである。

百万ユーロ

為替レート・デリバティブ	正味想定元本	
	2023年度	2022年度
エネルギー商品外貨建契約		
先渡契約／先物	3,018	3,249
その他の契約		
先渡契約／先物	534	42
先渡契約／先物合計	**3,552**	**3,291**
通貨レート・デリバティブ合計	**3,552**	**3,291**

感応度分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その他の変数はそのままにして米ドル（USD）に対するユーロの為替レート変動の連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書への税引前影響額は以下の通りである。

百万ユーロ

	変動%	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
		連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書
ヘッジ手段とされるデリバティブの公正価値					
キャッシュ・フロー					
ユーロ安	10%	-	304	-	299
ユーロ高	10%	-	(249)	-	(245)
公正価値					
ユーロ安	10%	-	-	-	-
ユーロ高	10%	-	-	-	-
ヘッジ手段とされないデリバティブの公正価値					
ユーロ安	10%	(6)	-	5	-
ユーロ高	10%	5	-	(4)	-

42.3.エネルギー商品価格リスク

当社は、主として次のような要因により、二酸化炭素（CO_2）排出枠を含むエネルギー商品の変動リスクに晒されている。

－ 発電工程におけるエネルギー商品の購入

－ 国内外市場における電力の売買取引

エネルギー商品価格変動の情況は、想定リスクに対する期待リターンとのバランスをとる手段として、リスク限度の監視によって制御されている。この限界値は信頼区間95%における期待値に基づいている。産業ポートフォリオのポジションはProfit at Risk（PaR）に基づいて毎月見直され、取引ポートフォリオは予想最大損失額（VaR）に基づいて毎日見直される。

個別の分析は、エンデサのリスク特性から特定の関連取引の影響について行われ、その事前定義された限度を提供する。

長期的なリスクの情況は、契約の多様化、最終電力（発電）価格又は販売（小売）価格の動向と類似又は類似の傾向を持つ指数の参照を通じて調達ポートフォリオの管理、及び調達の経済バランスを維持するための定期的に再交渉された契約条項を通じて管理される。

短期的及び中期的には、エネルギー価格の変動は特定のヘッジ、通常はデリバティブ、を通じて管理される。

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の事業の想定元本を、金融商品別に示したものである。

百万ユーロ

エネルギー商品デリバティブ	想定元本	
	2023年度	2022年度
スワップ	6,870	9,176
先渡契約／先物	5,488	8,941
オプション	741	268
エネルギー商品デリバティブ合計	**13,099**	**18,385**

感応度分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、その他の変数はそのままにして、商品価格の変動により生じる既存のエネルギー商品の価値に対する、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書への税引前の影響の内訳は、以下の通りである。

百万ユーロ

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	エネルギー商品における価格変動	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書	エネルギー商品における価格変動 (1)	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書
液化燃料及びガス・デリバティブ	15%	-	(198)	20%	-	(259)
	-15%	-	198	-20%	-	252
電力デリバティブ	15%	-	284	20%	-	202
	-15%	-	(284)	-20%	-	(216)
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	15%	-	(127)	20%	-	(88)
	-15%	-	127	-20%	-	85

(1) 2022年のエネルギー危機に起因する不確実性に対応するため原材料価格の分析を受けて行われた修正

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	エネルギー商品における価格変動	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書	エネルギー商品における価格変動 (1)	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書
液化燃料及びガス・デリバティブ	15%	4	-	20%	(108)	-
	-15%	(4)	-	-20%	114	-
電力デリバティブ	15%	(7)	-	20%	4	-
	-15%	7	-	-20%	(6)	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	15%	-	-	20%	8	-
	-15%	-	-	-20%	(8)	-
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	15%	-	-	20%	-	-
	-15%	-	-	-20%	-	-

(1) 2022年度に発生したエネルギー危機の不確実性を考慮した原材料価格の分析を受けて行われた修正

42.4.流動性リスク

流動性リスクは、現金又はその他の金融資産の提供により決済される金融負債に関連する債務の履行を困難にする可能性がある。流動性リスク管理の目的は、機会原価の水準を最小化する流動性を保証し、支払期日及び資金源に基づいて金融債務の構造を維持することである。短期預金、融資枠、流動性の高い資産ポートフォリオを含めて、無条件で利用可能な資源を十分な水準に維持することによって、流動性リスクは軽減される。

エンデサの流動性政策は、負債及び資本市場に関する状況及び予測に基づいて、一定期間に予想される需要を満たすのに充分な額の銀行事業体及びエネル･グループ会社の双方との長期信用枠及び金融投資を手配することで構成されている。

当該ニーズには金融債務の満期が含まれる。借入及び金融デリバティブの特徴及び条件の詳細については、各々注記41.3及び44に記載されている。

資金機能は当社及びEndesa Financiación Filiales, S.A.U.に集約されており、事業上の必要性を満たすのに充分な資金があることを確認するために資金予測を作成し、融資及び信用枠の利用可能性を十分なレベルに維持している。

2023年12月31日現在のエンデサの流動性ポジションは注記41.4.1に記載されている。

エンデサは強固な財務状態を有しており、最優良の事業体と手配した無条件の信用枠は多額の利用が可能である。

しかしながら、流動性ポジションを強化し、事業の継続性を確保するために、エンデサは一連の金融取引を行っている（注記41.4.2参照）。

エンデサの借入金額面価額の満期別の内訳については、注記41.3に記載している。

42.5.信用リスク

信用リスクは、取引相手が金融契約又は商業契約に定められた義務を履行しない場合に発生し、金融損失を生じさせる。エンデサは、デリバティブ、銀行への預金、外貨取引及びその他の金融商品を含む、営業活動及び財務活動から信用リスクに晒されている。

エンデサは、商品、金融及び商業の取引先の信用リスクを綿密に監視している。急激な金利上昇を伴うインフレを背景に、商業取引相手との債務不履行へのエクスポージャーは大幅に増加したが、当社による回収管理により、滞留債権の傾向は緩和されている（注記5.2参照）。

相手方の信用格付けの予想外の変化は、支払可能性に係る債権者のポジション（ノン･コンプライアンス･リスク）又は市場価値の変動（スプレッド･リスク）に影響を与える。

エンデサはその信用リスクを注意深く監視し、特に以下を含む追加的な予防措置を講じている。

	追加予防措置
信用リスクの監視	・ 取引先の信用の質に関するリスク分析、評価及び監視
	・ 契約条項を設けて保証請求を行うこと、又は必要に応じて保険への加入
	・ 取引先の情況の水準に関する徹底的な見直し
	・ 取引先の多角化

従来、取引債権の信用リスクは、顧客からの回収期間が短いことから、重大な延滞が蓄積される前に適用規制に従って供給が遮断される可能性があるため、限定的であった（注記32参照）。

2023年12月31日現在、販売及びサービス並びにその他の売掛金における顧客から生じた延滞債権は合計1,254百万ユーロであり、21.2日と同等の収益（2022年12月31日現在では、各々955百万ユーロ及び12.0日と同等の収益）に相当する。

金融資産の信用リスクを管理するためのエンデサの方針は以下の通りである。

	エンデサのリスク方針
金融資産に係る信用リスク	• エンデサ及びその子会社は、事業を行う市場において主要な事業体である取引先に余剰現金を預けている。2023年12月31日現在、エネル・グループに属さない取引先が保有するキャッシュ・ポジションにおける最大エクスポージャーは300百万ユーロ（2022年12月31日現在では225百万ユーロ）であった。
	• 金利デリバティブ及び為替デリバティブは、高い支払能力を持つ事業体と契約している。2023年12月31日現在、利率及び為替レート・デリバティブのエクスポージャーの96%超が、信用格付けがA-又はそれ以上（2022年12月31日現在では81%）の事業体との取引に関連している。
	• エネルギー商品に係る契約金融商品の信用リスクも限定的である。2023年12月31日現在、市場価格を基準とすると、エネルギー商品デリバティブに対するエクスポージャーは520百万ユーロ未満（2022年12月31日現在では1,695百万ユーロ未満）であった。
	• 2023年12月31日現在、金利、為替及びエネルギー株式のデリバティブから生じる取引相手別の信用リスク累計額は最大で538百万ユーロである。従って、金融商品に関連する信用リスク総額の31%（2022年12月31日現在、それぞれ545百万ユーロ、合計30%）を超えるカウンターパーティは存在しない。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、商取引に関して受領した保証、保証状及び質権は以下の通りである。

百万ユーロ

	12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度
企業間取引（B2B）	237	218
エネルギー商品市場における取引先	148	366
合計	385	**584**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサは重要な保証、保証状又は質権を有していない。

取引先リスク分析

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、営業債権及びその他の債権ではない流動及び非流動金融商品の信用格付の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
現金及び現金同等物	33	**2,106**	**871**
A+		501	103
A		487	203
A-		404	60
BBB+		215	104
BBB		389	323
BBB-		110	74
信用格付のない取引先		-	4
資本性金融商品	41.1.2	**6**	**5**
A-		3	1
BBB+		-	1
信用格付のない取引先		3	3
デリバティブ資産	44	**1,933**	**3,782**
AAA		505	909
AA-		10	18
A+		10	30
A		306	802
A-		207	144
BBB+		57	90
BBB		7	8
BBB-		87	50
BB+		16	756
BB		413	264
BB-		29	100
B+		1	-
B		-	5
B-		87	254
CCC+		1	1
CCC-		21	224
CC		175	127
D		1	-
資産に認識される金融保証	41.1.1	**1,220**	**6,724**
AAA		1,201	6,353
A		-	352
信用格付のない取引先		19	19
金融資産(1)		**1,214**	**3,108**
スペインでの規制事業から生じた収益不足に係る資金調達	6、41.1.1	**-**	14
本土外の地域（TNP）における標準コストの補償	6、41.1.1	558	2,254
最終保障料率（LNT）の引上制限	6、41.1.1	5	67
保証金	41.1.1	434	437
従業員に対する貸付金	41.1.1	94	59
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び合弁事業会社に対する貸付金	41.1.1、47.2	71	67
その他の金融資産	41.1.1	76	238
減損損失		(24)	(28)

合計	**6,479**	**14,490**

(1) **主に行政機関及び信用格付けのない取引先に対する売掛債権が含まれる。**

42.6.集中リスク

エンデサは、その事業執行において顧客及び仕入先の企業集中リスクに晒されている。

顧客集中リスク

集中リスクは、以下の複数の分散化要件に伴う事業戦略によって管理及び最小化される。

	分散化要件
顧客集中リスク	• 顧客の類型：大規模な産業顧客、中規模企業、及び、個人及び公的機関の双方である居住顧客
	• 顧客の経済活動：異なる部門で営業する顧客との取引
	• 販売製品の種類：電気、ガス及びその他の製品及びサービス

当該戦略は、特定の顧客への販売がエンデサの経済成果の大部分を占めていないことを保証する。

当該リスクは、個人及び共同支配下の企業グループの取引債権勘定（期日経過及び未決済債務）を定期的に監視することで管理されている。

2023年12月31日現在、大口顧客10社（企業集団）に対する債権は全体の32.1%未満であるが、同日現在、個別に9.1%を超える債権はない（2022年12月31日現在では各々29.4%及び7.8%）。

供給者集中リスク

エンデサの主要なサービス供給者及び提供者との現在の関係は、エンデサの事業の発展と成長に不可欠であり、有利な条件の下でこれらの当事者と契約を交渉するエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある。それにもかかわらず、エンデサの技術的及び経済的な評価プロセスは、供給者の財務状態と同じく調達したサービスの品質を保証することを可能にし、全ての購買カテゴリーにおいて多様な供給者のポートフォリオを提供することで、サービス中断時に供給者を置換することが可能になり、供給者集中リスクを緩和している。

エンデサは、主要株主との関係において、信用リスクにさらされている。2023年度には、このリスクは重大なものではなく、主に、エンデサがエネル・グループ会社を通じて手配したエネルギー商品ヘッジ契約の潜在的な変動に関連している。

2023年12月31日現在、上位10社の供給者は全体の28.1%を超えていない（2022年12月31日現在では36.4%）。

集中リスクの変動に関して、エンデサが実施しているモニタリングに影響を与えることなく、供給者の集中度が低く、供給者を変更させる能力が一般的に高いことから、供給者の一回限りの損失の潜在性で集中リスクに重大な影響を与えるべきではない。さらにエンデサは、この集中リスクの動向を定期的に監視している（注記5.2参照）。

42.7.備蓄エネルギー購入約定債務リスク

2023年12月31日現在、棚卸資産購入約定債務は18,848百万ユーロ（2022年12月31日現在では22,942百万ユーロ）であり、その一部は「引取保証」条項を含む契約に対応している（注記31.3参照）。

当社の取締役は、エンデサはこれらの義務を履行することができると考えており、したがって、この点に関して不測の事態が生じることはないと考えている。

注記43.非流動及び流動、金融資産及び負債の相殺

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、相殺された及び相殺されていない非流動及び流動の金融資産及び金融負債の詳細は、以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在					
		金融資産総額	相殺額	財務書類に表示された正味金融資産	相殺されない差金決済額		純額
					金融商品	金融担保	
その他の非流動金融資産	28	663	-	663	-	-	663
非流動デリバティブ資産	44	879	-	879	(564)	-	315
その他の非流動資産	29	386	-	386	-	-	386
非流動金融資産合計		**1,928**	**-**	**1,928**	**(564)**	**-**	**1,364**
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権(1)	32	4,912	-	4,912	(284)	-	4,628
顧客との契約から生じた流動資産	27.1	4	-	4	-	-	4
その他の流動金融資産	30	1,777	-	1,777	-	(835)	942
流動デリバティブ資産	44	1,054	-	1,054	(775)	-	279
現金及び現金同等物	33	2,106	-	2,106	-	-	2,106
流動金融資産合計		**9,853**	**-**	**9,853**	**(1,059)**	**(835)**	**7,959**

(1) 公的機関の残高は含まない。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在					
		金融資産総額	相殺額	財務書類に表示された正味金融資産	相殺されない差金決済額		純額
					金融商品	金融担保	
その他の非流動金融資産	28	1,160	-	1,160	-	-	1,160
非流動デリバティブ資産	44	1,249	-	1,249	(426)	-	823
その他の非流動資産	29	304	-	304	-	-	304
非流動金融資産合計		**2,713**	**-**	**2,713**	**(426)**	**-**	**2,287**
販売及びサービスから生じた債権及びその他の債権(1)	32	5,472	-	5,472	(645)	-	4,827
顧客との契約から生じた流動資産	27.1	8	-	8	-	-	8
その他の流動金融資産	30	8,677	-	8,677	-	-	8,677
流動デリバティブ資産	44	2,533	-	2,533	(1,392)	-	1,141
現金及び現金同等物	33	871	-	871	-	-	871
流動金融資産合計		**17,561**	**-**	**17,561**	**(2,037)**	**-**	**15,524**

(1) 公的機関の残高は含まない。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在					
		金融負債総額	相殺額	財務書類に表示された正味金融負債	相殺されない差金決済額		純額
					金融商品	金融担保	
顧客との契約から生じた非流動負債	27.2	4,348	-	4,348	-	-	4,348
長期借入金	41.3	9,636	-	9,636	-	-	9,636
非流動デリバティブ資産	44	544	-	544	(372)	-	172
その他の非流動金融負債	39	8	-	8	-	-	8
その他の非流動負債	38	578	-	578	-	-	578
非流動金融負債合計		**15,114**	**-**	**15,114**	**(372)**	**-**	**14,742**
顧客との契約から生じた流動負債	27.2	427	-	427	-	-	427

短期借入金	41.3	4,091	-	4,091	-	(228)	3,863
流動デリバティブ資産	44	1,673	-	1,673	(1,574)	-	99
その他の流動金融負債	39	104	-	104	-	-	104
仕入先その他の支払債務(1)	40	6,242	-	6,242	(284)	-	5,958
流動金融負債合計		**12,537**	**-**	**12,537**	**(1,858)**	**(228)**	**10,451**

(1) **公的機関の残高は含まない。**

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在					
		金融負債総額	相殺額	財務書類に表示された正味金融負債	相殺されない差金決済額		純額
					金融商品	金融担保	
顧客との契約から生じた非流動負債	27.2	4,300	-	4,300	-	-	4,300
長期借入金	41.3	11,704	-	11,704	-	-	11,704
非流動デリバティブ資産	44	2,408	-	2,408	(426)	-	1,982
その他の非流動金融負債	39	-	-	-	-	-	-
その他の非流動負債	38	588	-	588	-	-	588
非流動金融負債合計		**19,000**	**-**	**19,000**	**(426)**	**-**	**18,574**
顧客との契約から生じた流動負債	27.2	294	-	294	-	-	294
短期借入金	41.3	6,784	-	6,784	-	-	6,784
流動デリバティブ資産	44	4,990	-	4,990	(1,392)	-	3,598
その他の流動金融負債	39	51	-	51	-	-	51
仕入先その他の支払債務[1]	40	6,219	-	6,219	(645)	-	5,574
流動金融負債合計		**18,338**	**-**	**18,338**	**(2,037)**	**-**	**16,301**

(1) 公的機関の残高は含まない。

注記44.デリバティブ資産

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、連結財政状態計算書のデリバティブの内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	非流動	流動	非流動	流動
デリバティブ資産	879	1,054	1,249	2,533
デリバティブ負債	544	1,673	2,408	4,990

注記42に記載されているリスク管理方針を適用し、エンデサは主に金利、外貨及び現物取引ヘッジ手段のデリバティブを利用している。

エンデサは、組込デリバティブに関する情報を個別に開示していない。当該デリバティブに付随する経済的特徴及びリスクが、主契約に緊密に関連しているためである。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在におけるデリバティブの想定元本及び変動の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	非流動資産				流動資産			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**12**	**12**	**3**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利	12	12	3	2	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**4,493**	**4,483**	**797**	**1,075**	**3,252**	**3,460**	**696**	**1,220**
金利	706	1,190	54	109	-	-	-	-
為替レート	312	1,180	3	53	900	1,024	32	84
エネルギー商品	3,475	2,113	740	913	2,352	2,436	664	1,136
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	**483**	**288**	**79**	**172**	**1,310**	**2,617**	**358**	**1,313**
金利	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	76	-	-	-	12	46	1	2
エネルギー商品	407	288	79	172	1,298	2,571	357	1,311

合計	**4,988**	**4,783**	**879**	**1,249**	**4,562**	**6,077**	**1,054**	**2,533**

百万ユーロ

	非流動負債				流動負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**675**	**1,175**	**27**	**87**	**500**	**-**	**16**	**-**
金利	675	1,175	27	87	500	-	16	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,839**	**3,765**	**414**	**2,005**	**3,161**	**4,591**	**1,138**	**2,434**
金利	550	-	18	-	-	-	-	-
為替レート	1,164	328	23	11	522	568	12	25
エネルギー商品	1,125	3,437	373	1,994	2,639	4,023	1,126	2,409
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	**442**	**377**	**103**	**316**	**1,927**	**3,285**	**519**	**2,556**
金利	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	64	13	-	-	502	132	8	10
エネルギー商品	378	364	103	316	1,425	3,153	511	2,546
合計	**3,956**	**5,317**	**544**	**2,408**	**5,588**	**7,876**	**1,673**	**4,990**

締結された契約の想定元本及び／又は契約金額は、デリバティブ決済の計算の基礎を構成するにすぎないため、エンデサによって引き受けられた実際のリスクを反映していない。

44.1.ヘッジ手段とされるデリバティブ

2023年12月31日現在、エンデサは、ヘッジ会計の適用に関する規則で定められた要件を引き続き満たしているかどうかを確かめている。

2023年度には、当初キャッシュ・フロー・ヘッジに指定されていたデリバティブが、2023年9月にカイシャ銀行 (Caixabank, S.A.) との間で解約され、その結果、関連するデリバティブも解約されたことなどにより、合計28百万ユーロの利益を計上した。

2022年に当初キャッシュ・フローとして指定されたデリバティブのヘッジ会計の廃止はなかった。

44.1.1.金利リスク

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の金利キャッシュ・フロー・ヘッジの満期別の想定元本及び平均利率は以下の通りである。

2023年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ	想定元本 (百万ユーロ)	-	-	-	250	-	1,006	1,256
	平均利率 (%)	-	-	-	3.0	-	2.3	

2022年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ	想定元本 (百万ユーロ)	-	-	-	-	250	940	1,190
	平均利率 (%)	-	-	-	-	3.0	0.8	

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、金利を公正価値でヘッジするデリバティブの契約期間別の想定元本及び平均利率の詳細は、以下の通りである。

2023年12月31日現在の公正価値ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ	想定元本 (百万ユーロ)	500	-	-	675	-	12	1,187
	平均利率 (%)	0.1	-	-	1.9	-	5.7	

2022年12月31日現在の公正価値ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ	想定元本（百万ユーロ）	-	500	-	-	675	12	1,187
	平均利率（%）	-	0.1	-	-	1.9	5.7	

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、金利ヘッジ手段の指定及びヘッジ対象の種類別の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ	ヘッジ対象	2023年12月31日現在					
		正味想定元本	正味公正価値	金融資産 想定元本	資産 公正価値	金融負債 想定元本	負債 公正価値
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		**1,256**	**36**	**706**	**54**	**550**	**18**
金利スワップ	変動利率融資	1,256	36	706	54	550	18
公正価値ヘッジ・デリバティブ		**1,187**	**(40)**	**12**	**3**	**1,175**	**43**
金利スワップ	固定金利債券	12	3	12	3	-	-
	固定利率融資	1,175	(43)	-	-	1,175	43
金利スワップ合計		**2,443**	**(4)**	**718**	**57**	**1,725**	**61**
金利デリバティブ合計		**2,443**	**(4)**	**718**	**57**	**1,725**	**61**

百万ユーロ

金利デリバティブ	ヘッジ対象	2022年12月31日現在					
		正味想定元本	正味公正価値	金融資産 想定元本	資産 公正価値	金融負債 想定元本	負債 公正価値
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		**1,190**	**109**	**1,190**	**109**	**-**	**-**
金利スワップ	変動利率融資	1,190	109	1,190	109	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ		**1,187**	**(85)**	**12**	**2**	**1,175**	**87**
金利スワップ	固定金利債券	12	2	12	2	-	-
	固定利率融資	1,175	(87)	-	-	1,175	87
金利スワップ合計		**2,377**	**24**	**1,202**	**111**	**1,175**	**87**
金利デリバティブ合計		**2,377**	**24**	**1,202**	**111**	**1,175**	**87**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のデリバティブに関する今後数年間の想定キャッシュ・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ 現在価値(累積利息控除後)	年別想定キャッシュ・フロー						
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**36**	**24**	**5**	**3**	**2**	**4**	**8**
正の公正価値	54	21	10	8	7	6	13
負の公正価値	(18)	3	(5)	(5)	(5)	(2)	(5)
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**(40)**	**(41)**	**(9)**	**(5)**	**(4)**	**-**	**1**
正の公正価値	3	-	-	-	-	-	1
負の公正価値	(43)	(41)	(9)	(5)	(4)	-	-

百万ユーロ

金利デリバティブ 現在価値(累積利息控除後)	年別想定キャッシュ・フロー						
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**109**	**20**	**26**	**19**	**17**	**15**	**27**
正の公正価値	109	20	26	19	17	15	27
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**(85)**	**(15)**	**(39)**	**(13)**	**(12)**	**(10)**	**1**

正の公正価値	2	1	-	-	-	-	1
負の公正価値	(87)	(16)	(39)	(13)	(12)	(10)	-

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に与えた影響は次の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	正味想定元本	資産 公正価値 (1)	負債 公正価値 (2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
金利スワップ	1,256	54	(18)	(70)	44	22	(3)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**1,256**	**54**	**(18)**	**(70)**	**44**	**22**	**(3)**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

(3) ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額。

(4) 連結損益計算書の「デリバティブの収益及び費用」に含まれている。

(5) 先渡契約／先物キャッシュ・フローの発生がもはや見込めなくなったために純損益に振替えられた金額。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			2022年度			
	正味想定元本	資産 公正価値 (1)	負債 公正価値 (2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
金利スワップ	1,190	109	-	118	(4)	-	2
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**1,190**	**109**	**-**	**118**	**(4)**	**-**	**2**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

(3) ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額。

(4) 連結損益計算書の「デリバティブの収益及び費用」に含まれている。

(5) 先渡契約／先物キャッシュ・フローの発生がもはや見込めなくなったために純損益に振替えられた金額。

有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、2023年12月31日現在、負債の20%が金利リスクから保護されている(2022年12月31日現在では45%)。また、公正価値ヘッジを含めると、2023年12月31日現在では29%(2022年12月31日現在では39%)であった。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、連結財政状態計算書に係る公正価値ヘッジ・デリバティブの影響は以下の通りである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在		
	正味想定元本	資産 公正価値 (1)	負債 公正価値 (2)
公正価値ヘッジ・デリバティブ			
金利スワップ	1,187	3	(43)
金利オプション	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**1,187**	**3**	**(43)**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

百万ユーロ

	2021年12月31日現在		
	正味想定元本	資産 公正価値(1)	負債 公正価値(2)
公正価値ヘッジ・デリバティブ			
金利スワップ	1,187	2	(87)
金利オプション	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**1,187**	**2**	**(87)**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、連結財政状態計算書に係る公正価値ヘッジ・デリバティブの影響は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	商品の帳簿価額	ヘッジ対象に係る公正価値ヘッジ調整累計額	年度の非有効性測定に用いた公正価値	商品の帳簿価額	ヘッジ対象に係る公正価値ヘッジ調整累計額	年度の非有効性測定に用いた公正価値
公正価値ヘッジ・デリバティブ						
固定期限付き債務	654	(33)	24	1,103	(84)	85
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**654**	**(33)**	**24**	**1,103**	**(84)**	**85**

2023年度及び2022年度において、デリバティブ及び公正価値ヘッジのヘッジ対象に関連する連結損益計算書で認識された金額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度		2022年度	
	収益	費用	収益	費用
ヘッジ対象	-	43	89	-
デリバティブ(1)	44	-	-	90
合計	**44**	**43**	**89**	**90**

(1) 決済なし

44.1.2.通貨リスク

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、為替レート・ヘッジ・デリバティブの想定元本及び平均為替レートの満期別の内訳は以下の通りである。

2023年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
ユーロ／米ドル先渡契約／ユーロ／米ドル為替先物取引	想定元本（百万ユーロ）	1,422	980	496	-	-	-	2,898
	平均為替レート（ユーロ／米ドル）	1.12	1.11	1.13	-	-	-	

2022年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
ユーロ／米ドル先渡契約／ユーロ／米ドル為替先物取引	想定元本（百万ユーロ）	1,592	905	603	-	-	-	3,100
	平均為替レート（ユーロ／米ドル）	1.14	1.15	1.11	-	-	-	

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、名称別及びヘッジ対象の種類別に分類した、為替レート・ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

為替レート・デリバティブ		2023年12月31日現在					
		正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産公正価値	金融負債想定元本	負債公正価値
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
外貨為替先渡取引／先物	原材料外貨為替契約	2,875	-	1,199	35	1,676	35
	その他の契約	23	-	13	-	10	-
先渡契約／先物合計		**2,898**	**-**	**1,212**	**35**	**1,686**	**35**
通貨レート・デリバティブ合計		**2,898**	**-**	**1,212**	**35**	**1,686**	**35**

百万ユーロ

為替レート・デリバティブ		2022年12月31日現在					
		正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産公正価値	金融負債想定元本	負債公正価値
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
外貨為替先渡取引／先物	原材料外貨為替契約	3,052	99	2,172	135	880	36
	その他の契約	48	2	32	2	16	-
先渡契約／先物合計		**3,100**	**101**	**2,204**	**137**	**896**	**36**
通貨レート・デリバティブ合計		**3,100**	**101**	**2,204**	**137**	**896**	**36**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のデリバティブに関する今後数年間の想定キャッシュ・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

現在価値（累積利息控除後）	年別想定キャッシュ・フロー						
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
為替レート・デリバティブ－公正価値ヘッジ	**-**	**22**	**(16)**	**(6)**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	35	33	2	-	-	-	-
負の公正価値	(35)	(11)	(18)	(6)	-	-	-
為替レート・デリバティブ－公正価値ヘッジ	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

百万ユーロ

現在価値（累積利息控除後）	年別想定キャッシュ・フロー						
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
為替レート・デリバティブ－公正価値ヘッジ	**101**	**59**	**36**	**6**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	137	84	42	11	-	-	-
負の公正価値	(36)	(25)	(6)	(5)	-	-	-
為替レート・デリバティブ－公正価値ヘッジ	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に与えた影響は次の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	正味想定元本	資産 公正価値 (1)	負債 公正価値 (2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動 (4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
外貨為替先渡取引／先物	2,898	35	(35)	(100)	63	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**2,898**	**35**	**(35)**	**(100)**	**63**	**-**	**-**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

(3) ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額。

(4) 連結損益計算書の「エネルギーストック商品による収益及び費用」に含まれている。

(5) 先渡契約／先物キャッシュ・フローの発生がもはや見込めなくなったために純損益に振替えられた金額。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			2022年度			
	正味想定元本	資産 公正価値 (1)	負債 公正価値 (2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動 (4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
外貨為替先渡取引／先物	3,100	137	(36)	70	119	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**3,100**	**137**	**(36)**	**70**	**119**	**-**	**-**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

(3) ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額。

(4) 連結損益計算書の「エネルギーストック商品による収益及び費用」に含まれている。

(5) 先渡契約／先物キャッシュ・フローの発生がもはや見込めなくなったために純損益に振替えられた金額。

44.1.3.エネルギー商品リスク

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、エネルギー商品をヘッジするデリバティブの想定元本及び平均価格の満期別の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

2023年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ			満期						
			2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
スワップ									
液化燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	493	106	11	-	-	-	610
		平均価格（米ドル／千バレル）	75.3	78.4	69.4	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	410	366	68	-	-	-	844
		平均価格（米ドル／MBTU）	3.7	4.2	4.1	-	-	-	-
	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	525	-	-	-	-	-	525
		平均価格（米ドル／MT）	682.2	-	-	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	1,137	1,338	228	-	-	-	2,703
		平均価格（ユーロ／MWh）	61.5	56.1	35.5	-	-	-	-
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	128	106	100	93	90	286	803
		平均価格（ユーロ／MWh）	79.3	42.5	37.1	35.0	34.1	32.1	-
石炭及び貨物輸送デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	-	-	-	-	-	-	-
		平均価格（米ドル／MT）	-	-	-	-	-	-	-
先渡契約／先物									
液化燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	72	-	-	-	-	-	72
		平均価格（米ドル／千バレル）	79.9	-	-	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	6	25	176	-	-	-	207
		平均価格（米ドル／MBTU）	3.1	3.4	4.0	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	1,757	303	451	-	-	-	2,511
		平均価格（ユーロ／MWh）	72.0	50.9	36.7	-	-	-	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	445	337	21	-	-	-	803
		平均価格（ユーロ／MT）	91.9	92.9	84.5	-	-	-	-
オプション									
液化燃料及びガス・デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	-	-	-	-	-	-	-
		平均価格（米ドル／MT）	-	-	-	-	-	-	-
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	19	34	39	39	40	342	513
		平均価格（ユーロ／MWh）	33.6	33.7	33.8	33.8	33.8	33.3	-
想定元本合計			**4,992**	**2,615**	**1,094**	**132**	**130**	**628**	**9,591**

百万ユーロ

2022年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ			満期						
			2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
スワップ									
液化燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	493	117	48	-	-	-	658
		平均価格（米ドル／千バレル）	70.0	72.7	81.8	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	400	343	254	-	-	-	997
		平均価格（米ドル／MBTU）	3.3	3.6	4.3	-	-	-	-
	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	893	112	-	-	-	-	1,005
		平均価格（米ドル／MT）	633.1	709.5	-	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	832	815	919	7	-	-	2,573
		平均価格（ユーロ／MWh）	68.2	60.9	64.6	50.0	-	-	-
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	158	118	98	93	86	334	887
		平均価格（ユーロ／MWh）	122.7	81.4	39.1	36.0	32.8	29.3	-
石炭及び貨物輸送デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	9	-	-	-	-	-	9
		平均価格（米ドル／MT）	253.5	-	-	-	-	-	-
先渡契約／先物									
液化燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	-	43	-	-	-	-	43
		平均価格（米ドル／千バレル）	-	75.8	-	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	-	-	-	-	-	-	-
		平均価格（米ドル／MBTU）	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	3,291	1,593	180	-	-	-	5,064
		平均価格（ユーロ／MWh）	89.4	72.9	59.4	-	-	-	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	296	160	50	-	-	-	506
		平均価格（ユーロ／MT）	86.8	95.8	94.4	-	-	-	-
オプション									
液化燃料及びガス・デリバティブ	Metric tonnes	想定元本（百万ユーロ）	70	-	-	-	-	-	70
		平均価格（米ドル／MT）	834.0	-	-	-	-	-	-
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	16	17	17	16	16	115	197
		平均価格（ユーロ／MWh）	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	32.7	-
想定元本合計			**6,458**	**3,318**	**1,566**	**116**	**102**	**449**	**12,009**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、原材料の種類別エネルギー商品デリバティブの想定元本及び公正価値の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

エネルギー商品デリバティブ	資産				負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
石炭及び貨物輸送デリバティブ	**-**	**9**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**
スワップ	-	9	-	2	-	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	**3,997**	**3,162**	**880**	**1,073**	**3,475**	**7,248**	**1,273**	**4,190**
スワップ	2,763	2,668	613	1,020	1,919	2,565	430	726
先渡契約／先物	1,234	472	267	49	1,556	4,635	843	3,461
オプション	-	22	-	4	-	48	-	3
電力デリバティブ	**1,190**	**1,013**	**433**	**939**	**126**	**71**	**224**	**209**
スワップ	677	816	353	922	126	71	162	197
先渡契約／先物	-	-	-	-	-	-	-	-

オプション	513	197	80	17	-	-	62	12
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	**640**	**365**	**91**	**35**	**163**	**141**	**2**	**4**
先渡契約／先物	640	365	91	35	163	141	2	4
エネルギー商品デリバティブ合計	**5,827**	**4,549**	**1,404**	**2,049**	**3,764**	**7,460**	**1,499**	**4,403**

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在のデリバティブに関する今後数年間の想定キャッシュ・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液化燃料及びガス・デリバティブ	(393)	(567)	115	59	-	-	-
電力デリバティブ	209	51	26	22	26	29	55
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	89	54	35	-	-	-	-

百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液化燃料及びガス・デリバティブ	(3,117)	(1,507)	(1,274)	(335)	(1)	-	-
電力デリバティブ	730	215	237	77	43	41	117
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	31	16	14	1	-	-	-

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に与えた影響は次の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	正味想定元本	資産公正価値(1)	負債公正価値(2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替(3)(4)	その他の包括利益から純損益への振替(4)(5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動(4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
石炭及び貨物輸送デリバティブ	-	-	-	(2)	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	7,472	880	1,273	4,465	(1,473)	6	166
電力デリバティブ	1,316	433	224	(443)	(456)	-	34
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	803	91	2	59	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**9,591**	**1,404**	**1,499**	**4,079**	**(1,929)**	**6**	**200**

(1) 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

(3) ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額。

(4) 連結損益計算書の「デリバティブの収益及び費用」に含まれている。

(5) キャッシュ・フローの発生がもはや見込まれないために純損益に振替えられた金額。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			2022年度			
	正味想定元本	資産公正価値(1)	負債公正価値(2)	その他の包括利益を通じて測定する公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替(3)(4)	その他の包括利益から純損益への振替(4)(5)	非有効により純損益を通じて測定する公正価値の変動(4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
石炭及び貨物輸送デリバティブ	9	2	-	2	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	10,410	1,073	4,190	(2,482)	(1,490)	-	(279)
電力デリバティブ	1,084	939	209	54	205	-	(15)
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	506	35	4	30	-	-	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**12,009**	**2,049**	**4,403**	**(2,396)**	**(1,285)**	**-**	**(293)**

⑴ 連結財政状態計算書の資産の「デリバティブ資産」に含まれている。

⑵ 連結財政状態計算書の負債の「デリバティブ負債」に含まれている。

⑶ ヘッジ対象が純損益に影響を与えたために純損益に振替えられた金額

⑷ 連結損益計算書の「デリバティブの収益及び費用」に含まれている。

⑸ キャッシュ・フローの発生がもはや見込まれないために純損益に振替えられた金額。

44.2.ヘッジ手段とされないデリバティブ

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在におけるデリバティブの想定元本の満期別内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別想定元本						
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
金利デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ	654	514	101	39	-	-	-
石炭及び貨物輸送デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	3,325	2,572	735	18	-	-	-
電力デリバティブ	110	89	17	2	2	-	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	48	41	7	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	25	21	3	1	-	-	-

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別想定元本						
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
金利デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ	191	178	5	8	-	-	-
石炭及び貨物輸送デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	5,951	5,404	420	127	-	-	-
電力デリバティブ	325	251	69	5	-	-	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	76	50	20	6	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	24	19	4	-	1	-	-

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の、ヘッジ対象の種類別に区分されたヘッジ手段されないデリバティブの想定元本及び公正価値の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	資産				負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
金利デリバティブ	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ	**88**	**46**	**1**	**2**	**566**	**145**	**8**	**10**
通貨先物	88	46	1	2	566	145	8	10
液化燃料及びガス・デリバティブ	**1,595**	**2,527**	**411**	**1,245**	**1,730**	**3,424**	**598**	**2,765**
スワップ	889	1,973	278	970	391	750	133	1,003
先渡契約／先物	479	554	131	275	1,339	2,674	465	1,762
オプション	227	-	2	-	-	-	-	-
電力デリバティブ	**81**	**274**	**21**	**228**	**29**	**51**	**9**	**88**
スワップ	81	274	21	228	24	50	2	88
先渡契約／先物	-	-	-	-	4	-	6	-
オプション	-	-	-	-	1	1	1	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	**20**	**47**	**2**	**7**	**28**	**29**	**2**	**5**
先渡契約／先物	20	47	2	7	28	29	2	5
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	**9**	**11**	**2**	**3**	**16**	**13**	**5**	**4**
先渡契約／先物	9	11	2	3	16	13	5	4
合計	**1,793**	**2,905**	**437**	**1,485**	**2,369**	**3,662**	**622**	**2,872**

ヘッジ手段とされないデリバティブに関する将来の予想キャッシュ・フローを示した表は以下の通りである。

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別公正価値						
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
金利デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ	(8)	(8)	-	-	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	(187)	(164)	(21)	(2)	-	-	-
電力デリバティブ	12	12	1	(1)	-	-	-
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	(3)	(2)	-	(1)	-	-	-

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別公正価値						
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
金利デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ	(8)	(8)	-	-	-	-	-
液化燃料及びガス・デリバティブ	(1,520)	(1,367)	(131)	(22)	-	-	-
電力デリバティブ	140	128	9	3	-	-	-
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	2	2	-	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証書から生じたデリバティブ	(1)	-	(1)	-	-	-	-

注記45.公正価値測定

45.1.金融資産の公正価値測定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において、連結財政状態計算書において公正価値で測定する金融資産の公正価値ヒエラルキーのレベル別による分類は以下の通りである。

百万ユーロ

		2023年12月31日現在							
		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
資本性金融商品	41.1	**6**	**-**	**-**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.1	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		3	-	3	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.1	797	**161**	**301**	**335**	**696**	**198**	**404**	**94**
金利		54	-	54	-	-	-	-	-
為替レート		3	-	3	-	32	-	32	-
エネルギー商品		740	161	244	335	664	198	372	94
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	**79**	**25**	**54**	**-**	**358**	**108**	**250**	**-**
為替レート		-	-	-	-	1	-	1	-
エネルギー商品		79	25	54	-	357	108	249	-
棚卸資産	31.1、31.2	-	**-**	**-**	**-**	**3**	**-**	**3**	**-**
合計		**885**	**186**	**358**	**341**	**1,057**	**306**	**657**	**94**

百万ユーロ

		2022年12月31日現在							
		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
資本性金融商品	41.1	**5**	**-**	**-**	**5**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.1	**2**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		2	-	2	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.1	**1,075**	**31**	**388**	**656**	**1,220**	**52**	**895**	**273**
金利		109	-	109	-	-	-	-	-
為替レート		53	-	53	-	84	-	84	-
エネルギー商品		913	31	226	656	1,136	52	811	273
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	**172**	**105**	**66**	**1**	**1,313**	**171**	**1,141**	**1**
為替レート		-	-	-	-	2	-	2	-
エネルギー商品		172	105	66	1	1,311	171	1,139	1
棚卸資産	31.1、31.2	**-**	**-**	**-**	**-**	**18**	**-**	**18**	**-**
合計		**1,254**	**136**	**456**	**662**	**2,551**	**223**	**2,054**	**274**

2023年度及び2022年度には、これらの金融資産の間でレベルの移行はなかった。

現況において、エンデサは公正価値を決定するために同じ測定基準を引き続き使用している（注記3.1、3.2h.5、3.2q参照）。

45.2.公正価値で測定されない資産の公正価値測定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、公正価値ヒエラルキーのレベル別に公正価値で測定された連結財政状態計算書上の金融負債の分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
		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
投資不動産	3.2c、22.1	72	-	-	72	59	-	-	59

45.3.金融負債の公正価値の測定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、公正価値ヒエラルキーのレベル別に、連結財政状態計算書において公正価値で測定する非流動金融負債及び流動金融負債の分類は以下の通りである。

百万ユーロ

		2023年12月31日現在							
		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
債券及びその他の市場性のある有価証券	41.3	**14**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
銀行借入金	41.3	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.1	**27**	**-**	**27**	**-**	**16**	**-**	**16**	**-**
金利		27	-	27	-	16	-	16	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.1	**414**	**43**	**194**	**177**	**1,138**	**802**	**294**	**42**
金利		18	-	18	-	-	-	-	-
為替レート		23	-	23	-	12	-	12	-
エネルギー商品		373	43	153	177	1,126	802	282	42
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	**103**	**95**	**7**	**1**	**519**	**378**	**141**	**-**
金利		-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート		-	-	-	-	8	-	8	-
エネルギー商品		103	95	7	1	511	378	133	-
合計	41、44	**558**	**138**	**242**	**178**	**1,673**	**1,180**	**451**	**42**

百万ユーロ

		2022年12月31日現在							
		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
債券及びその他の市場性のある有価証券	41.3	**14**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
銀行借入金	41.3	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.1	**87**	**-**	**87**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		87	-	87	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.1	**2,005**	**1,308**	**553**	**144**	**2,434**	**2,157**	**254**	**23**
金利		-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート		11	-	11	-	25	-	25	-
エネルギー商品		1,994	1,308	542	144	2,409	2,157	229	23
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	44.2	**316**	**185**	**131**	**-**	**2,556**	**1,608**	**948**	**-**
金利		-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート		-	-	-	-	10	-	10	-
エネルギー商品		316	185	131	-	2,546	1,608	938	-
合計	41、44	**2,422**	**1,493**	**785**	**144**	**4,990**	**3,765**	**1,202**	**23**

2023年度及び2022年度には、これらの金融負債の間でレベルの移行はなかった。

45.4.公正価値で測定されない金融負債の公正価値測定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の連結財政状態計算書において、公正価値で測定されていないが、連結財務書類の注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別で開示されている非流動及び流動の金融負債は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	5,153	-	5,153	-
固定利率	1,751	-	1,751	-
変動利率	3,402	-	3,402	-
その他の借入金	4,307	-	4,307	-
使用権を伴う借入金	784	-	784	-
固定利率	784	-	784	-
その他	3,523	-	3,523	-
固定利率	3,511	-	3,511	-
変動利率	12	-	12	-
非流動負債合計	**9,460**	**-**	**9,460**	**-**
銀行借入金	936	-	936	-
固定利率	528	-	528	-
変動利率	408	-	408	-
債券及びその他の市場性のある有価証券	-	-	-	-
固定利率	-	-	-	-
その他の借入金	3,488	-	3,488	-
使用権を伴う借入金	84	-	84	-
固定利率	84	-	84	-
その他	3,404	-	3,404	-
固定利率	3,142	-	3,142	-
変動利率	262	-	262	-
流動負債合計	**4,424**	**-**	**4,424**	**-**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	5,605	-	5,605	-
固定利率	1,506	-	1,506	-
変動利率	4,099	-	4,099	-
その他の借入金	5,674	-	5,674	-
使用権を伴う借入金	756	-	756	-
固定利率	756	-	756	-
その他	4,918	-	4,918	-
固定利率	4,444	-	4,444	-
変動利率	474	-	474	-
非流動負債合計	**11,279**	**-**	**11,279**	**-**
銀行借入金	1,116	-	1,116	-
固定利率	21	-	21	-
変動利率	1,095	-	1,095	-
債券及びその他の市場性のある有価証券	4,993	-	4,993	-
変動利率	4,993	-	4,993	-
その他の借入金	937	-	937	-

使用権を伴う借入金	88	-	88	-
固定利率	88	-	88	-
その他	849	-	849	-
固定利率	123	-	123	-
変動利率	726	-	726	-
流動負債合計	**7,046**	**-**	**7,046**	**-**

45.5.その他

エンデサは、一定価格で一定量のエネルギーを購入する長期電力売買契約（PPAs）を締結している（注記3.2h.5.2参照）。

2023年12月31日現在、これらの長期金融契約の主な特徴は以下の通りである。

契約(1)	配置されたエネルギー量 TWh	期間	会計処理
電力購入	0.03	2019-2028	変動する公正価値 税引前利益／（損失）
電力購入	22.65	2020-2035	キャッシュ・フロー・ヘッジ
ガス販売	14.01	2022-2040	キャッシュ・フロー・ヘッジ

(1) バーチャル電力購入契約（VPPA）を市場価格で手配。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、レベル3に分類されたデリバティブの残高は、当該金融契約に相当する。

2023年度及び2022年度におけるレベル3の公正価値で測定されたデリバティブの増減は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
期首残高	**764**	**467**
連結損益計算書における純利得／（損失）	(3)	-
連結その他の包括利益計算書における認識された利得／（損失）	(552)	297
期末残高	**209**	**764**

レベル3に分類されたデリバティブの公正価値は、キャッシュ・フロー法を適用して算定された。これらのキャッシュ・フロー予測を計算するために、入手可能な市場情報を基礎として使用し、適宜これらの市場の機能を表す本質的なモデルからの推定値で補完した。

2023年12月31日現在、示された仮定において見通されるいずれのシナリオの可能性も、本レベルに分類される金融商品の公正価値に重大な変動をもたらすものではない。

注記46.連結キャッシュ・フロー計算書

キャッシュ・フロー計算書は、間接法を使用して算定され、継続事業及び非継続事業の両方について当年度に発生した現金の変動が含まれている。

2023年12月31日現在、現金及び現金同等物は2,106百万ユーロ（2022年12月31日現在では871百万ユーロ）である（注記33参照）。

2023年度及び2022年度における営業活動、投資活動及び財務活動に分類されたエンデサの正味キャッシュ・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

	連結キャッシュ・フロー計算書	
	2023年度	2022年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	4,697	1,672
投資活動による正味キャッシュ・フロー	3,196	(8,156)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(6,658)	6,652

2023年度において、営業活動によるキャッシュ・フロー（4,697百万ユーロ）及び投資活動によるキャッシュ・フロー（3,196百万ユーロ）により、財務活動によるキャッシュ・フロー（6,658百万ユーロ）の正味支出を賄うことが可能であった。

46.1.営業活動による正味キャッシュ・フロー

2023年度の営業活動によるキャッシュ・フローは4,697百万ユーロ（2022年度では1,672百万ユーロ）となり、内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
税引前利益		1,065	3,487
調整		4,177	2,439
減価償却費、償却費及び減損損失	15	2,132	1,878
その他の調整（純額）		2,045	561
運転資本の変動		1,011	(3,279)
営業債権及びその他の債権		360	(294)
棚卸資産		(934)	(1,319)
流動金融資産		1,781	(1,540)
仕入債務及びその他の流動負債		(196)	(126)
		-	
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー		(1,556)	(975)
受取利息		77	124
受取配当金		25	42
支払利息 (1)		(480)	(232)
法人所得税		(854)	(532)
営業活動によるその他の受取及び支払 (2)		(324)	(377)
営業活動による正味キャッシュ・フロー		**4,697**	**1,672**

(1) 使用権における借入金の利息支払2023年度42百万ユーロ及び2022年度34百万ユーロを含む（注記21参照）。

(2) 引当金の支払に相当する。

営業活動からの／による正味キャッシュ・フローを決定する主な項目の変動は以下の通りである。

項目	変動	
運転資本における変動	4,290百万ユーロ（+130.8%）	当該項目における変動は以下の影響の結果である。 ・ 営業債権及びその他の債権の増加654百万ユーロ ・ 棚卸資産に対する支払額の減少385百万ユーロ。 ・ 主に、非メインランド地域（TNP）における発電に起因するコスト超過に起因する受取補償金の増加（3,201百万ユーロ）、関税赤字に関連する受取額の減少（141百万ユーロ）、及びガスに係るLast Resort Tariff（LRT）の上昇上限（121百万ユーロ）に起因する再生可能エネルギーへの投資に対する受取報酬の増加（140百万ユーロ）を含む規制項目の純徴収額は3,321百万ユーロに上った。 ・ 営業債務及びその他の流動負債の増加70百万ユーロには、12月27日付の法律第38／2022号（注記6参照）により導入された、「その他の変動調達及びサービス」に計上された臨時エネルギー税の50%に関連する国家管理局への支払いなどが含まれる。

また、2023年度は、流動資産・負債の管理についても、とりわけ、プロセスの改善、売掛債権のファクタリング、仕入先との支払期限延長契約を焦点におき、当社の行動指針を継続してきた（注記32、40参照）。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の運転資本の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	運転資本	
		12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度
流動資産(1)		**10,352**	**19,027**
棚卸資産	31	2,060	2,122
営業債権及びその他の債権	32	5,457	5,687
配電事業の報酬		283	231
その他		5,174	5,456
顧客との契約から生じた流動資産	27	4	8
その他の流動金融資産	30	1,777	8,677
本土外の地域(TNP)での発電追加費用に係る補償金		473	2,254
規制事業の欠損を賄うための徴収権		-	14
その他		1,304	6,409
流動デリバティブ資産	44	1,054	2,533
流動負債(2)		**10.484**	**13,898**
顧客との契約から生じた流動負債	27	427	294
流動引当金	37	1,377	1,236
流動デリバティブ資産	44	1,673	4,990
その他の流動金融負債	39	104	51
仕入債務及びその他の流動負債	40	6,903	7,327
親会社の配当金	35.1.10、35.1.12	529	-
その他		6,374	7,327

(1) 現金及び現金同等物を含まない。

(2) 短期借入金を含まない。

46.2.投資活動による正味キャッシュ・フロー

2023年度の投資活動によるキャッシュ・フローは3,196百万ユーロ(2022年度は8,156百万ユーロ)であり、とりわけ以下の要素が含まれる。

ー 有形固定資産及び無形資産の取得に使用した現金収支

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
有形固定資産及び無形資産の取得		**(2,284)**	**(2,132)**
有形固定資産の取得(1)	20.1	(1,921)	(1,879)
無形資産の取得	23.1	(395)	(468)
顧客から譲渡された設備		95	101
有形固定資産に係る未払勘定の支払		(63)	114
有形固定資産及び無形資産の売却による収入		**20**	**26**
投資活動によるその他の収入及び支出(2)		**106**	**98**
合計		**(2,158)**	**(2,008)**

(1) 2023年12月31日現在147百万ユーロ及び2022年12月31日現在23百万ユーロの使用権追加分を含まない。

(2) 顧客からの要望のあった補助金の回収や新規設置に関連する。

ー グループ会社株式の取得による支出及び／又は売却による収入

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度

グループ会社における投資の売却		**27**	**136**
テクナトムS.A.**の**45**%を売却。**	7.2、34	27	-
Endesa X Way, S.L.**の持分**51**%の**Enel Way, S.L.**への売却**	7.2、26.1	-	122
Boiro Energía, S.A.**及び**Depuración Destilación Reciclaje, S.L.**の持分**40**%の売却**	7.2、26.1	-	14
合計		**27**	**136**

ー その他の投資の取得及び／又は処分において使用された現金の支払及び受取

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
その他の投資の購入		**(377)**	**(6,317)**
当期以外の配電事業に係る報酬	29	(305)	(245)
純金融担保	28.1、30	-	(5,848)
その他の金融資産		(72)	(224)
その他の投資の処分		**5,704**	**33**
純金融担保	28.1、30	5,504	-
その他の金融資産		200	33
合計		**5,327**	**(6,284)**

46.3.財務活動による（に用いた）正味キャッシュ・フロー

2023年度の財務活動によるキャッシュ・フローはプラス6,658百万ユーロ（2022年度では6,652百万ユーロ）で、主に以下の要素が含まれる。

ー 資本性金融商品からのキャッシュ・フロー

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U.及びEnergías Especiales de Careón, S.A.の非支配持分の受取。	35.2	-	(7)
自己株式及び自己資本性金融商品	35.1	-	(1)
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.の減資	26.1	5	-
Endesa X Way, S.L.への出資	26.1	(2)	(10)
Infraestructuras San Servan 200 S.L.の売却	26.1	-	1
Comercializadora Eléctrica de Cádiz, S.A.への出資	26.1	-	(2)
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャの直接及び／又は間接投資先の株主による拠出金	26.1 35.2	(17)	-
Fondos de Bosa del Ebro, S.L.及びTauste Energía Distribuida, S.L.からの非支配持分払戻し。	35.2	(7)	(2)
合計		**(21)**	**(21)**

ー 長期借入金の借入

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
銀行融資及び信用枠に係る借入	41.4	1,075	975
融資及び信用枠による借入：Enel Finance International, N.V.	41.4	1,875	2,100
European Investment Bank（EIB）及び公的信用機関（ICO）からの借入		300	800
その他		41	35
合計	41.3	**3,291**	**3,910**

ー 長期借入金の返済

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
銀行融資及び信用枠に係る返済		(675)	-
融資及び信用枠による返済：Enel Finance International, N.V.		(450)	-
その他		(45)	(9)
合計	41.3	**(1,170)**	**(9)**

－ 以下の短期借入金の返済及び借入

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
借入			
ユーロ･コマーシャル･ペーパー（ECP）の発行	41.3	12,623	31,884
銀行融資及び信用枠に係る借入			2,400
その他の金融負債		236	1,329
返済			
ユーロ･コマーシャル･ペーパー（ECP）の返済	41.3	(17,611)	(29,812)
使用権契約の支払		(99)	(87)
銀行融資及び信用枠に係る返済		(1,969)	(1,200)
欧州投資銀行（EIB）及び公的信用機関（ICO）の返済		(165)	(132)
その他の金融負債		(66)	(74)
合計	**41.3**	**(7,051)**	**4,308**

－ 配当金支払

百万ユーロ

	注記	2023年度	2022年度
親会社の配当金	35.1.10、35.1.12	(1,678)	(1,521)
非支配持分への配当金の支払 (1)	35.2	(29)	(15)
合計		**(1,707)**	**(1,536)**

(1) 主にEnel Green Power España, S.L.U.（EGPE）に関連する。

注記47.関連当事者の残高及び取引

関連当事者とは、直接的に若しくは1つ又は複数の中間会社を経由して間接的に、エンデサが支配権又は共同支配権を行使するか、重要な影響力を有する当事者、又はエンデサの経営陣の主要メンバーである、エンデサを巡る当事者をいう。

エンデサ経営チームの主要メンバーは、取締役会のメンバーを含め、直接的又は間接的にエンデサの業務を計画し、指示し、管制する権限と責任を有する者である。

会社、その子会社、及び合弁事業会社、これらは関連当事者であり、それらの間の取引は、対象会社の通常の事業活動の一部を構成し（その目的と条件の観点から）、連結時に相殺消去されている。したがって、本注記において開示されていない。

情報提供目的として、エンデサの連結財務書類に含まれていないエネル･グループを構成する全ての会社は、重要な株主であるとみなされている。

取締役会の特定の構成員に関連する他の当事者との間で行われた取引の金額は、当社の通常の事業活動に対応しており、全ての場合において独立企業間基準で行われた。

関連当事者との全ての取引は、独立企業間取引として行われている。

47.1.費用及び収益及びその他の取引

2023年度及び2022年度における重要な残高及び関連当事者と行われた取引は以下の通りである。

47.1.1.費用及び収益

百万ユーロ

	2023年度				
	主要株主	取締役及び上級管理職	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
金融費用	207	-	-	-	207
リース	-	-	-	-	-
受領したサービス	51	-	-	-	51
棚卸資産の取得	33	-	-	-	33
その他の費用	1,173	-	-	-	1,173
エネルギー商品デリバティブに係る費用 (1)	1,085	-	-	-	1,085
電力購入	18	-	-	-	18
経営又は協力協定	70	-	-	-	70
費用合計	**1,464**	**-**	**-**	**-**	**1,464**
金融収益	4	-	-	-	4
受取配当金	-	-	-	-	-
サービスの提供	5	-	-	-	5
棚卸資産の販売	261	-	-	-	261
その他の収益	447	-	-	-	447
エネルギー商品デリバティブによる収益 (1)	440	-	-	-	440
電力販売	3	-	-	-	3
経営又は協力協定	2	-	-	-	2
リース	2	-	-	-	2
その他	-	-	-	-	-
収益合計	**717**	**-**	**-**	**-**	**717**

(1) 連結その他の包括利益計算書に認識されたマイナス342百万ユーロを含む。

百万ユーロ

	2022年度				
	主要株主	取締役及び上級管理職	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
金融費用	164	-	-	-	164
リース	-	-	-	-	-
受領したサービス	50	-	-	-	50
棚卸資産の取得	240	-	-	-	240
その他の費用	5,804	-	-	-	5,804
エネルギー商品デリバティブ費用 (1)	5,676	-	-	-	5,676
電力購入	63	-	-	-	63
経営又は協力協定	65	-	-	-	65
費用合計	**6,258**	**-**	**-**	**-**	**6,258**
金融収益	43	-	-	-	43
受取配当金	-	-	-	-	-
サービスの提供	10	-	-	-	10
棚卸資産の販売	461	-	-	-	461

その他の収益	4,823	-	-	-	4,823
エネルギー商品デリバティブによる収益 (1)	4,690	-	-	-	4,690
電力販売	9	-	-	-	9
経営又は協力協定	2	-	-	-	2
リース	1	-	-	-	1
その他 (2)	121	-	-	-	121
収益合計	**5,337**	**-**	**-**	**-**	**5,337**

(1) **連結その他の包括利益計算書に認識された**2,338**百万ユーロを含む。**

(2) Endesa X Way, S.L.**の株式** 51%**を** Enel X Way, S.r.l.**に売却した際に発生したキャピタルゲイン**121 **百万ユーロを含む** (**注記**14**参照**)。

47.1.2.その他の取引

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				
		主要株主	取締役及び上級管理職(注記47.3.1)	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
融資契約。融資及び出資(貸手)		-	1	-	-	1
融資契約。融資及び出資(借手)		10,056	-	-	-	10,056
エネル・ファイナンス・インターナショナルN.V.との間で正式契約及び実行されたローン及びクレジット・ラインの残高	47.1.3	6,525	-	-	-	6,525
エネル・ファイナンス・インターナショナルN.V.との未使用のコミットメント及び取消不能融資枠	41.4.1、47.1.3	3,525	-	-	-	3,525
エネル・グローバル・トレーディングS.p.A.との信用補完契約の残高		6	-	-	-	6
提供した保証	47.3.1	-	7	-	-	7
受領した保証(1)	31.3	124	-	-	-	124
取得した約定(2)		30	-	-	-	30
配当及びその他の分配	35.1.10、35.1.12	1,177	-	-	-	1,177
その他の取引(3)		23	-	-	68(4)	91

(1) Corpus Christi Liquefaction, LLCからの液化天然ガス(LNG)購入の契約遵守担保のためのEnel, S.p.A.から受領した保証を含む。

(2) グループ会社との間で取得したコミットメントに関するものである(注記20.2及び23.2を参照)。とりわけ、ブルースカイ・グリッド・プラットフォームの使用許諾に関するコミットメント(22百万ユーロ)に関連してEnel Global Infrastructure and Networks S.r.l.(EGIN)との間で取得した約定を含む。

(3) 有形固定資産、無形資産又はその他の種類の資産の購入を含む。

(4) 1月から2023年までのエンデサ従業員に対する年金制度への支払いに関するもの。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在				
		主要株主	取締役及び上級管理職(注記47.3.1)	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
融資契約。融資及び出資(貸手)		-	1	-	-	1
融資契約。融資及び出資(借手)		10,563	-	-	-	10,563
	47.1.3	5,100	-	-	-	5,100
	41.4.1、47.1.3	4,950	-	-	-	4,950
		513	-	-	-	513
提供した保証(1)	47.3.1	2,000	7	-	-	2,007
受領した保証(2)	31.3	128	-	-	-	128
取得した約定(3)	23.2	93	-	-	-	93
配当及びその他の分配	35.1.10、35.1.12	1,067	-	-	-	1,067
その他の取引		180(4)	-	-	68(5)	248

⑴ (Endesa Generación, S.A.U.が参加する国内外で組織化されたガス・電力市場の運営規則から生じる第三者との直近の義務の遵守のため) Endesa Generación, S.A.U.にEnel, S.p.A.により以前に提供されている保証を担保するために、当社がEnel, S.p.A.に対して提供している念書で上限2,000百万ユーロに相当し、2023年6月30日までを期限とする (注記48参照) 。

⑵ Corpus Christi Liquefaction, LLCからの液化天然ガス (LNG) 購入の契約遵守担保のためのEnel, S.p.A.から受領した保証を含む。

⑶ Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.との間で取得したコミットメントに対応する。(EGIN) のブルースカイ・グリッド・プラットフォームの使用許諾に関連するものである。

⑷ Endesa X Way, S.L.からEnel X Way, S.r.l.への持分51%の売却において支払った価格に関連する122百万ユーロ、及びEnel Global Infrastructure and Networks S.r.l (EGIN) とのBlue Sky配電網プラットフォームの利用許諾に関連する当期間中に行われた投資に関連する46百万ユーロを含む (注記7.2、20.1、23.1参照) 。

⑸ 2022年度エンデサ従業員年金制度へ実行した支払に相当する。

2023年度及び2022年度において、取締役又はその代理として行為する者は、同社 (又はその他の子会社) との通常の事業活動の一部ではない、又は独立企業原則に基づいて行われたものではないいかなる取引も行わなかった。

47.1.3.報告日現在の残高

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における関連当事者との残高は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在						
		主要株主			取締役及び上級管理職	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
		Enel Iberia, S.L.U.	その他の重要な株主	合計				
顧客及び営業債権	32	32	71	103	-	-	-	103
貸付及び信用供与		2	-	2	1	-	-	3
その他の債権	(1)	227	2	229	-	-	-	229
受取債権合計		**261**	**73**	**334**	**1**	**-**	**-**	**335**
仕入及び営業債務		489 (2)	224	713	-	-	-	713
借入及び信用受領	(3)	-	6,526	6,526	-	-	-	6,526
その他の支払債務	(1)	104	-	104	-	-	-	104
支払債務合計		**593**	**6,750**	**7,343**	**-**	**-**	**-**	**7,343**

(1) 親会社はEnel, S.p.A.で、エンデサのスペインにおける代表者はEnel Iberia, S.L.U.である、連結納税グループ572／10を構成するエンデサの債権債務を含む（注記3.2o参照）。

(2) 主に、エンデサS.A.がエネル・イベリアS.L.U.に支払う中間配当金371百万ユーロを含む（注記35.1.10及び40を参照）。

(3) エネル・ファイナンス・インターナショナルN.V. との間で取決められ、実行されたローン及び信用枠の帳簿価額6,520百万ユーロ及びエネル・グローバル・トレーディングS.p.A.との間で取決められた「信用補完契約」の残高6百万ユーロを含む。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在						
		主要株主			取締役及び上級管理職	エンデサの従業員、企業、事業体	その他の関連当事者	合計
		Enel Iberia, S.L.U.	その他の重要な株主	合計				
顧客及び営業債権	32	132	1,165	1,297	-	-	-	1,297
貸付及び信用供与		1	-	1	1	-	-	2
その他の債権	(1)	47	42	89	-	-	-	89
受取債権合計		**180**	**1,207**	**1,387**	**1**	**-**	**-**	**1,388**
仕入及び営業債務		43	1,629	1,672	-	-	-	1,672
借入及び信用受領	(2)	-	5,613	5,613	-	-	-	5,613
その他の支払債務	(1)	398	10	408	-	-	-	408
支払債務合計		**441**	**7,252**	**7,693**	**-**	**-**	**-**	**7,693**

(1) 親会社はEnel, S.p.A.で、エンデサのスペインにおける代表者はEnel Iberia, S.L.U.である、連結納税グループ572／10を構成するエンデサの債権債務を含む（注記3.2o参照）。

(2) エネル・ファイナンス・インターナショナルN.V. との間で取決められ、実行されたローン及び信用枠の帳簿残高5,100百万ユーロ及びエネル・グローバル・トレーディングS.p.A.との間で取決められ た「信用補完契約」の残高513百万ユーロを含む。

Enel Finance International N.V.

2023年12月31日及び2022年12月31日現在、エンデサのエネル・ファイナンス・インターナショナルN.V. との非流動・流動金融債務の名目価額の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在			条件	満期
	制限	非流動	流動	制限	非流動	流動		
Enel Finance International N.V. の信用枠(1)	1,700	-	-	1,700	450	-	マージン67b.p. と廃棄手数料 20b.p.	2025年5月25日
Enel Finance International N.V. の信用枠(1)	-	-	-	3,000	-	-	マージン87b.p. と廃棄手数料 30b.p.	2023年11月22日
Enel Finance International N.V. の信用枠(1)	700	-	-	700	-	-	マージン72b.p. と廃棄手数料 25b.p.	2025年5月13日
Enel Finance International N.V. の信用枠(1)	1,125	-	-	-	-	-	マージン132b.p. と廃棄手数料 23b.p.	2026年5月4日
Enel Finance International N.V. の会社間融資	3,000	-	3,000	3,000	3,000	-	固定利率3.000%	2024年10月29日
Enel Finance International N.V. の会社間融資	1,650	1,650	-	1,650	1,650	-	固定利率1.997%	2027年5月13日
Enel Finance International N.V. の会社間融資	1,875	1,875	-	-	-	-	固定利率4.263%	2028年5月4日
合計	**10,050**	**3,525**	**3,000**	**10,050**	**5,100**	**-**		

(1) 約定され取消不能な信用枠（注記41.4.1参照）。

47.2.関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配企業

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における、関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配会社に対する販売及びサービスから生じた取引債権、貸付金及び保証金である。

百万ユーロ

	注記	関連会社		ジョイント・ベンチャー		共同支配会社	
		12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度	12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度	12月31日現在 2023年度	12月31日現在 2022年度
販売及びサービスから生じた債権	32	13	6	5	7	3	-
貸付金	28.1、41.1.1	63	60	1	1	7	6
保証の発行		-	-	-	-	-	-

2023年度及び2022年度における関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配企業との取引で連結上消去されないものは、以下の通りである。

百万ユーロ

	関連会社		ジョイント・ベンチャー		共同支配会社	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
収益	5	2	1	1	4	-
費用	(26)	(20)	(26)	(26)	(39)	(28)

47.3.取締役及び上級管理職

47.3.1.取締役会の報酬

法人細則第40条は、以下のように規定している。

「取締役の報酬は、以下の項目で構成される：固定月給、及び会社の経営機関及びその委員会の各会議における手当とする。

取締役会全体において、上記の全ての項目を含むグローバル報酬及び年間報酬の最大額は、株主総会がこれを決定し、変更することにつき決議するまで有効に存続する。

取締役会は、各取締役に委ねられた機能及び責任、取締役会の委員会に所属しているか否か、及びその他の関連する客観的状況を考慮して、前述項目間及び取締役間で、自由に決定された方法、時間及び割合により、当該金額を分配するとともに、株主総会が定める制限に従って、各会計年度に支払われる正確な金額を決定する責任を負う。

当該日当の額は、前項の規定により定められた月額の定額による額を上限とする。取締役会は、この限度内で日当の額を定めることができる。

取締役会のメンバーに生来する前項で企図されている報酬は、適切に適用される法制度に従うことを条件とする、取締役としての地位に特徴的な合議による監督及び意思決定の職務以外に、当社のために、状況に応じて、取締役が行っている助言及び代表職務に係るその他の業務執行に対するその他の報酬、一時金の支払、保険制度への拠出又はその他の専門家若しくは労働者としての収入と両立するものとする。

上記の報酬を損なうことなく、執行取締役の報酬は、会社株式の譲渡、当該株式に対するオプション又は株式の価値に基づく報酬から構成することもある。この報酬モデルを適用するためには、株主総会の同意を必要とし、適切な場合には、当該報酬制度の一部として各会計年度中に割り当てられる株式の最大数、権利行使価格、及び新株予約権の権利行使価格を計算するために使用される制度、参考として採用される株式の価額、適切な場合には報酬制度の期間、及び適切とみなされるその他の条件を明示していなければならない。」

これに従い、当社の取締役は、同社の取締役としての資格で報酬を受領した。

- 2023年度及び2022年度の各取締役に支払われた月間固定給は総額15.6千ユーロであった。
- 取締役会、指名・報酬委員会、監査・コンプライアンス委員会、持続可能性・コーポレート・ガバナンス委員会の会議への出席費用は、2023年度及び2022年度の会議当たり総額1.5千ユーロであった。
- 取締役の報酬に加え、以下の報酬要件を以下の役職に適用する。
  - ○ 非業務執行役会長。固定報酬月額総額50,000ユーロ（他のメンバーの固定報酬である総額15,642.56ユーロとは別に）。
  - ○ 監査・コンプライアンス委員会委員長：2023年は、総額5,000ユーロ、2022年は3,000ユーロの月次固定報酬（取締役としての月額固定報酬に加えて）。
  - ○ 指名・報酬委員会及び持続可能性・コーポレート・ガバナンス委員会の委員長：2023年は、総額3,000ユーロ、2022年は2,000ユーロの月額固定報酬総額（取締役としての月額固定報酬に加えて）。
- 取締役会の構成員及び業務執行役は、エンデサの上級管理職の給与体系に従い、取締役としての資格以外の職務の遂行に対する報酬を受領する。かかる報酬の主な構成は以下の通りである。
  - ○ 固定年間報酬。委譲業務の複雑さと責任に応じて毎月支払われる現金報酬
  - ○ 短期変動報酬。当社の評価制度で設定された年間目標の遵守を前提とした保証のない現金報酬
  - ○ 長期変動報酬：複数年の目標を遵守することを条件に、保証されない現金報酬と株式

○ 社会的及びその他の便益。自主的、法的、契約的又は団体交渉を通じて決定される特定の特別条件又は要件に従って受け取る報酬（通常は現金以外）

取締役の報酬

2023年度及び2022年度に取締役に支払われた報酬は以下の通りである。

千ユーロ

項目	取締役	
	2023年度	2022年度
取締役会及び／又は取締役会委員会に所属する報酬	2,126	2,081
給与	1,000	960
現金による変動報酬	759(1)	922(2)
株式報酬制度	285(3)	259(4)
一時金	-	-
長期貯蓄制度	7	6
その他の項目(5)	158	158
合計	**4,335**	**4,386**

(1) 2021‑2023、2022‑2024及び2023‑2025戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2023年度に支払われた金額は合計975千ユーロであり、短期変動報酬（525千ユーロ）及び長期変動報酬（450千ユーロ）である。2023事業年度における報酬は、2019‑2021ロイヤリティ・プランの70%の有効報酬(326千ユーロ)及び2020‑2022ロイヤリティ・プランの30%の報酬権の合計である。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（62千ユーロ）と株式支払要素があり、これに基づいて3,225株が交付され、62千ユーロの粗利益が生じた。

(2) 2020‑2022、2021‑2023及び2022‑2024戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2022年度に支払われた金額は合計1,367千ユーロであり、短期変動報酬（680千ユーロ）及び長期変動報酬（687千ユーロ）である。2022事業年度における報酬は、2018‑2020ロイヤリティ・プランの70%の有効報酬及び2019‑2021ロイヤリティ・プランの30%の報酬権の合計である。

(3) 2021‑2023、2022‑2024及び2023‑2025戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた長期変動報酬に相当する。

(4) 2020‑2022、2021‑2023及び2022‑2024戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた長期変動報酬に相当する。

(5) 現物支給及び生命保険を含む。

取締役会及び／又は委員会の構成員の報酬、給与及び出席手当

2023年度及び2022年度における役職に基づく取締役の年間現金報酬の内訳は以下の通りである。

千ユーロ

	2023年度			2022年度		
	取締役会及び／又は取締役会委員会に所属する報酬	出席手当(9)	給与	取締役会及び／又は取締役会委員会に所属する報酬	出席手当(9)	給与
D.Juan Sánchez-Calero Guilarte	636	26	-	624	29	-
D.フラビオ・カッタネオ(4)	-	-	-	-	-	-
D.Mr Francesco Starace(3)	-	-	-	-	-	-
D.ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	-	-	1,000	-	-	960
D.ステファノ・デ・アンジェリス(8)	-	-	-	-	-	-
D.ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ(6)	-	-	-	-	-	-
D.ª Eugenia Bieto Caubet	188	48	-	188	50	-
D.Ignacio Garralda Ruiz de Velasco	224	36	-	211	38	-
D.ª Pilar González de Frutos	188	47	-	188	51	-
D.ª Francesca Gostinelli(2)	-	-	-	-	-	-
D.ª Alicia Koplowitz y Romero de Juseu	188	17	-	188	19	-
D.Francisco de Lacerda	248	48	-	224	51	-

D.ª Cristina de Parias Halcón(2)	188	44	-	126	22	-
D.Antonio Cammisecra(5)	-	-	-	-	-	-
D.ª Maria Patrizia Grieco(1)	-	-	-	62	10	-
D.Alberto de Paoli(7)	-	-	-	-	-	-
合計	**1,860**	**266**	**1,000**	**1,811**	**270**	**960**

(1) 2022**年**4**月**29**日に退任**

(2) 2022**年**4**月**29**日に就任**

(3) 2023**年**5**月**10**日に退任**

(4) 2023**年**6**月**20**日に就任**

(5) 2023**年**7**月**20**日に退任**

(6) 2023**年**7**月**25**日に就任**

(7) 2023**年**9**月**18**日に退任**

(8) 2023**年**9**月**22**日に就任**

(9) **取締役会及びその委員会の各会議出席における手当**

現金による変動報酬

2023年度及び2022年度に最高経営責任者がその業務執行に対して発生した変動報酬は以下の通りである。

千ユーロ

	2023年度		2022年度	
	短期	長期	短期	長期
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス氏	525	233	680	242
合計	525	233(1)	680	242(2)

(1) 2021・2023、2022・2024及び2023・2025戦略的インセンティブ・プランの3分の1について生じた現金による長期変動報酬に相当する。2023年度の報酬合計は450千ユーロで、2019・2021ロイヤリティ・プランの有効報酬の70%（326千ユーロ）、及び2020・2022戦略的インセンティブ・プランの報酬権の30%であった。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（62千ユーロ）と株式による支払があり、これに基づいて3,225株が交付され、62千ユーロの粗利益が生じた。

(2) 2020・2022、2021・2023及び2022・2024戦略的インセンティブ・プランの3分の1について生じた現金による長期変動報酬に相当する。2022年度の報酬合計は687千ユーロ（2018・2020ロイヤリティ・プランの70%、及び2019・2021ロイヤリティ・プランの30%）であった。

長期貯蓄制度

2023年度中、業務執行役の基金及び年金制度への拠出額は合計7千ユーロ（2022年度では6千ユーロ）であった。

その他の項目

業務執行役及び会長は、エンデサの取締役報酬方針に従い、現物報酬として、保有者及び扶養家族の支払費用の100%を補助するグループ医療政策、レンタル制度の下で社用車の割当、執行役員向けその他社会給付及び出席手当を含む、現物給付を受けている。

生命保険及び損害保険料

業務執行役は、不測の事態に応じ、一定の資金及び／又は収入を保証する生命保険及び損害保険制度を有する（死亡及び就業不能保険）。

2023年度の保険料は合計78千ユーロ（2022年度では85千ユーロ）である。

立替金及び貸付金

2023年12月31日現在、業務執行役は、平均利率3.534%の総額230千ユーロ（2022年12月31日：総額230千ユーロ、平均利率0.0167%）及び総額421千ユーロ（2022年12月31日：総額421千ユーロ）の無利息貸付金を有している（利子補給は現物報酬として処理される）。

年金基金及び年金制度。債務引受

2023年12月31日現在、業務執行役は14,280千ユーロ（2022年12月31日現在では13,868千ユーロ）の累積基金及び年金制度権を保有している。

当社により業務執行役に提供された保証

2023年12月31日現在、報酬に関しては、当社は早期退職手当を補填するため、業務執行役に対する担保として7,347千ユーロ（2022年12月31日現在では6,951千ユーロ）を保証している（注記47.1.2参照）。

47.3.2.上級管理職の報酬

上級管理職のうち、業務執行役ではない構成員は以下の通りである。

名前	上級管理職 - 2023年度
	職位(1)
Ignacio Jiménez Soler氏	部長 - コミュニケーション
Juan María Moreno Mellado氏	部長 - エネルギー管理
Paolo Bondi氏	部長 - 人事及び組織
Rafael González Sánchez氏	部長 - 発電
Jose Manuel Revuelta Mediavilla氏	部長 - インフラ及び系統
Francisco de Borja Acha Besga氏	取締役会秘書役及び法務総務部長
Javier Uriarte Monereo氏	部長 - 給電
José Casas Marín氏	部長 - 渉外及び規制
Pablo Azcoitia Lorente氏	部長 - メディア
Gonzalo Carbó de Haya氏	部長 - 原子力
Patricia Fernández Salís氏	部長 - 監査
Manuel Fernando Marín Guzmán氏	部長 - ICT デジタル・ソリューション
María Malaxechevarría Grande氏	部長 - 持続可能性
Ignacio Mateo Montoya氏	部長 - 調達
マルコ・パレルモ氏	部長 - 管理、財務及び統制
Davide Ciciliato氏(2)	部長 - Endesa X

(1) 2013年6月12日付けCNMV通達第5／2013号の上級管理職の定義に従い、本表に掲載されている者の一覧

(2) 2023年10月31日、エンデサXのダビデ・チチリアート業務執行役（CEO）が退任した。この総局は供給総局に統合された。

名前	上級管理職 - 2022年度
	職位(1)
Ignacio Jiménez Soler氏	部長 - コミュニケーション
Juan María Moreno Mellado氏	部長 - エネルギー管理
Paolo Bondi氏	部長 - 人事及び組織
Rafael González Sánchez氏	部長 - 発電
Jose Manuel Revuelta Mediavilla氏	部長 - インフラ及び系統
Francisco de Borja Acha Besga氏	取締役会秘書役及び法務総務部長
Javier Uriarte Monereo氏	部長 - 給電
José Casas Marín氏	部長 - 渉外及び規制
Pablo Azcoitia Lorente氏	部長 - メディア
Davide Ciciliato氏	部長 - Endesa X
Gonzalo Carbó de Haya氏	部長 - 原子力
Patricia Fernández Salís氏	部長 - 監査
Manuel Fernando Marín Guzmán氏	部長 - ICT デジタル・ソリューション
María Malaxechevarría Grande氏	部長 - 持続可能性
Ignacio Mateo Montoya氏	部長 - 調達
Luca Passa氏(2)	部長 - 管理、財務及び統制

(1) 2013年6月12日付けCNMV通達第5／2013号の上級管理職の定義に従い、本表に掲載されている者の一覧

(2) 2022年12月31日に退任し、2023年1月1日付けでMarco Palermo氏が後任となった。

上級管理職の報酬

2023年度及び2022年度における業務執行役を兼務しない上級管理職の報酬の詳細は以下の通りである。

千ユーロ

	報酬			
	当社における報酬		エンデサ・グループ各社の取締役としての報酬	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
固定報酬	5,509(1)	5,296(2)	-	-
変動報酬	3,638(3)	3,411(4)	-	-
出席手当	-	-	-	-
細則規定手当	-	-	-	-
新株予約権及びその他の金融商品	1,174(5)	968(6)	-	-
その他	343	314	-	-
合計	**10,664**	**9,989**	**-**	**-**

(1) 上級管理職により受領された報酬は、変動報酬制度に基づき、株式購入における割引84千ユーロ、及び食事に応じた割引に相当する金額6千ユーロを含む。

(2) 上級管理職により受領された報酬は、変動報酬制度の一環として、株式購入における割引96千ユーロ、及び食事に応じた割引3千ユーロを含む。

(3) 2021‐2023、2022‐2024及び2023‐2025戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2023年度に支払われた金額は合計4,299千ユーロであり、短期変動報酬（2,541千ユーロ）及び長期変動報酬（1,688千ユーロ）である。2023事業年度における報酬は、2019‐2021ロイヤリティ・プランの70%の有効報酬及び2020‐2022戦略的インセンティブ・プランの30%の報酬権の合計である。

(4) 2020‐2022、2021‐2023及び2022‐2024戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2022年度に支払われた金額は合計4,927千ユーロであり、短期変動報酬（2,408千ユーロ）及び長期変動報酬（2,519千ユーロ）である。2022事業年度における報酬は、2018‐2020ロイヤリティ・プランの70%の有効報酬及び2019‐2021ロイヤリティ・プランの30%の報酬権の合計である。

(5) 2021‐2023、2022‐2024及び2023‐2025戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた長期変動報酬に相当する。

(6) 2020‐2022、2021‐2023及び2022‐2024戦略的インセンティブ・プランの3分の1において生じた長期変動報酬に相当する。

千ユーロ

	その他の給付			
	当社における報酬		エンデサ・グループ各社の取締役としての報酬	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
立替	586	517	-	-
付与した貸付金	-	154	-	-
年金基金及び制度。拠出金	816	784	-	-
年金基金及び年金制度。債務引受	19,793	18,180	-	-
生命保険及び損害保険料	162	240	-	-

上級管理者に対して当社が供与した保証

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、報酬に関して、当社は業務執行役を兼務しない上級管理職に対して保証を行っていない。

47.3.3.保証条項。取締役及び上級管理者

解散又は支配権の変動に係る保証条項

当該条項は、選任及び報酬委員会（ARC）からの報告を受けて取締役会が承認したものであり、従業員雇用関係の終了時の解雇手当及び競業禁止条項を含む。

業務執行役に関しては、彼と交わされた契約には、解任に対する補償は規定されていない。上記にかかわらず、最高経営責任者が退任した場合、従前の関係は自動的に終了する。すなわち、最高経営責任者への就任以降停止されている上級管理職契約は自動的に終了する。この場合、上級管理職としての雇用関係の終了により、José Bogas Gálvez氏は純額で7,347千ユーロを受領する資格が与えられる。José Damián Bogas Gálvez氏は、彼が合算報酬総額から個人所得税（IRPF）、及び適用ある場合には支払日に適用される社会保障拠出金を差し引いた当該金額を受領する権利が与えられる。当該金額は、前年の消費者物価指数（CPI）に従って上方修正される。

当該報酬金額は取締役の関係の終了に起因するその他の報酬の受領とは異なる。当該正味金額7,347千ユーロは、最高経営責任者（CEO）の上級管理者契約に含まれる2年間の競業禁止契約を含む。

当該補償又は保証された補償は、最高経営責任者の確定給付貯蓄制度に相当するものである。死亡又は退任による契約終了により、最高経営責任者又はその権限承継者に保証された補償に対する権利が認められる。

上級管理職及び管理職に関しては、この種の解雇条項は一般的ではないが、発生するケースの内容は一般的な雇用関係のシナリオと同様である。

当該条項の制度は以下の通りである。

条項	制度
解散	• 補償額は、事例ごとに、年間報酬の1倍から3倍の報酬に相当する。エンデサの2022‐2024年報酬方針は、当社又はそのグループの上級管理職へ新規採用者がいる場合、いずれの場合も同一条件の下で業務執行役との契約に適用される、過去に長期貯蓄制度で合算されていない金額及び契約終了後の競業避止契約に基づいて支払われた金額を含めて、契約終了による支払は、合計及び年間の発生報酬の上限を2年とすることを定めている。 • 役員の一方的な決定による退任：解雇給付を受ける権利はない。ただし、雇用関係を終了する決定が当社による重大な過失による義務違反に基づき当該役職を解任された場合、又は支配権の変更若しくは1985年8月1日付け勅令法第1382／1985号で予測される解雇補償のその他の事由が発生した場合はこの限りではない。 • 会社による解雇の結果。第一項に記載したものと同等の解雇給付 • 業務執行者の職責履行における重大な故意による不法行為又は過失に基づく当社の判断：解雇給付を受ける権利はない。 当該条件は、既存の雇用関係の変更又は上級管理職の早期退職による雇用関係の終了に起因する条件に代わるものである。
契約終了後の競業禁止条項	• 大多数の契約において、解任された上級管理職は、エンデサと競合する事業活動に2年間従事してはならず、その対価として、当該業務執行者は最大で年間固定報酬支払額の100%に相当する金額を受領する権利を有する。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、エンデサには11名の業務執行役及び上級管理職がおり、保証条項が付されている。

47.3.4.取締役会に関するその他の開示

上場会社の透明性を高めるため、取締役会の構成員は、その知る限りにおいて、当社の目的と同一、類似、又は類似の目的で従事する会社に有する取締役及びその関連当事者の直接的又は間接的な持分、及び取締役会において取締役及びその関連当事者が果たす地位又は義務を開示している。

2023年12月31日現在				
取締役	個人又は会社納税ID	会社	持分 (%)	役職
フラビオ・カッタネオ氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.02459013	最高経営責任者兼ゼネラルマネージャー
フラビオ・カッタネオ氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	取締役
ステファノ・デ・アンジェリス氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	管理、財務及び統制担当マネジャー
ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l. 社代表
ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l. 一人取締役
Ms Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00028522	エネルXリテール部門グローバルヘッド

2022年12月31日現在				
取締役	個人又は会社納税ID	会社	持分 (%)	役職
Mr Francesco Starace	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00576855	最高経営責任者兼ゼネラルマネージャー
Mr Francesco Starace	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	会長
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	取締役
Mr Alberto de Paoli	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00069644	管理、財務及び統制担当マネジャー
Mr Antonio Cammisecra	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l. 事業部長
Mr Antonio Cammisecra	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l. 一人取締役
Ms Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00026177	戦略、経済及びシナリオ企画担当グローバル・ヘッド

法人企業法第229条の規定に従い、2023年度、取締役会構成員は、当社の利益との間に直接的又は間接的に利益相反する状況はない、と報告している。

性別による分布。2023年12月31日現在、当社の取締役会は12名の取締役で構成され、うち5名は女性（2022年12月31日現在では12名の取締役で、うち5名は女性）であった。

2023年度及び2022年度において、当社は取締役及び上級管理職を対象に総額で各々1,768千ユーロ及び1,772千ユーロの第三者損害賠償責任保険を付保した。当該保険は当社の取締役及び経営責任を有する従業員の双方を担保している。

2023年度及び2022年度において、当社を通じて付保していた第三者損害賠償責任保険料を利用しなければならない取締役の作為又は不作為による損害又は損失はなかった。

47.3.5.当社の株価に連動する株式報酬制度

エンデサの長期変動報酬制度は、いわゆる「ロイヤリティ及び戦略的インセンティブ・プラン」である長期報酬制度に基づいて、第一義的にグループの戦略目標の達成においてより大きな責任を担う従業員のコミットメントを強化することを目的としており、毎年2010年1月1日から開始される連続する3か年のプログラムを通じて構成されている。2014年以降、本制度は、支給の繰り延べと、その清算日に役員が現役であることを要件とすることを予見しており、支給は2日に分けて行われる。インセンティブの30%はプラン終了の翌年に支払われ、残りの70%、該当する場合には、プラン終了の2年後に支払われる。

ロイヤリティ・プラン及び戦略的インセンティブ・プランの発生期間が終了した後は、退職、有期契約の終了、又は死亡の場合にのみ、これらの支払いを受ける権利が発生、及び死亡した場合、相続人に支払われる。発生期間が終了していないロイヤリティ・プラン及び戦略的インセンティブ・プランについては、退職又は有期契約終了の行使条件が満たされた場合、契約関係終了日まで、配分されたインセンティブの基本額に係る金額のみが比例配分で支払われる。

2021 - 2023戦略的インセンティブ・プラン

エンデサS.A.は、2021年4月30日開催の当社定時株主総会において、当社取締役を含む最高責任者が、戦略プランの持続可能的な遵守に貢献に報いることを主な目的とした、長期の変動報酬制度「2021 - 2023戦略的インセンティブ・プラン」を承認した。当該プランの主な特徴は以下の通りである。

	主な特徴
2021 - 2023戦略的インセンティブ・プラン	• 実施期間は2021年1月1日を開始日とする3年である。
	• 当該プランは、プランの仕組みの下での条件及び変動の可能性に従い、基礎インセンティブ（目標）を参照した（ⅰ）当社の普通株式数及び（ⅱ）現金額を受領する権利から構成されるインセンティブの配分について規定している。
	• 当該プランは後払いを想定している。インセンティブの30%はプラン終了の翌年に支払われ、残りの70%、該当する場合には、プラン終了の2年後に支払われる。

発生したインセンティブ総額について、当該プランでは、目標インセンティブの最大50%が株式で支払われることを想定している。

金銭での支給金額は、発生インセンティブの総額と株式による支払部分との差額として算出される。

「2021 - 2023戦略的インセンティブ・プラン」に係る発生は、実施期間中の次の4つの目標の達成に連動している。

	目標
2021–2023戦略的インセンティブの発生	1.基準点として選択されたEurostoxx Utilities指標の平均株式総利益率（TSR）のパフォーマンスに関連する当社の平均TSRのパフォーマンス。当該パラメータはインセンティブ総額の50%で重み付けされる。
	2.実施期間中の平均使用資本収益率（ROACE）(1)の累積目標。エンデサの累積ROACE目標は、2021年度から2023年度の期間における累積経常利益（経常EBIT）(2)及び累積平均正味投下資本（NCI）(3)との関係を表している。当該パラメータはインセンティブ総額の25%で重み付けされる。
	3.2023年度のエンデサで再生可能資源による正味設置容量及び正味設置容量合計の相関として表された再生可能資源による正味設置容量（注記5.1参照）。当該パラメータは、インセンティブ合計の15%で重み付けされる。
	4.エンデサの二酸化炭素（CO_2）排出量の削減（注記5.1参照）。当該パラメータはインセンティブの10%で重み付けされる。

(1) 平均使用資本利益率（ROACE）（%）=経常営業利益（通常EBIT）／平均正味投下資本額（平均NCI）

(2) 経常営業利益（経常EBIT）（百万ユーロ）=特別予算外目的において修正された営業利益（EBIT）

(3) 平均正味投資資本（平均NIC）（百万ユーロ）＝（（自己資本＋純有利子負債ー現金及び現金同等物）n＋（自己資本＋純有利子負債ー現金及び現金同等物）n-1）÷2。

各目標に対して、超えると目標が達成されたとみなされる閾値レベルと、超過達成した目標に対する2つの業績レベルが設定されている。第1レベルを超える業績は150%に等しく、第2レベルを超える業績は達成率で最大180%を構成している。したがって、変動報酬の水準は基礎インセンティブの0%から180%の間となる。

2022 - 2024戦略的インセンティブ・プラン

2022年4月29日、当社の定時株主総会は、「2022 - 2024戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期の変動報酬制度を承認した。

当該プランの目的及び特徴は、前項で触れた「2021 - 2023戦略的インセンティブ・プラン」と同じであり、その発生対象となる実行期間及び目標が異なっている。

したがって、「2022‐2024戦略的インセンティブ・プラン」に係る発生は、2022年1月1日から3年間の実行期間における4つの目標の達成に連動している。

	目標
2022-2024戦略的インセンティブの発生	1.同業他社グループの基準点として選択されたEurostoxx Utilities指標の平均株式総利益率（TSR）のパフォーマンスに関連する当社の平均TSRの傾向。当該パラメータはインセンティブ総額の50%で重み付けされる。
	2.実施期間中の平均使用資本収益率（ROACE）(1)の累積目標。エンデサの累積ROACE目標は、2022年度から2024年度の期間における累積経常営業利益（経常EBIT）(2)及び累積平均正味投下資本（平均NCI）(3)の関係を表している。当該パラメータはインセンティブ総額の25%で重み付けされる。
	3.2024年度のエンデサで再生可能資源による正味設置容量及び正味設置容量合計の相関として表された再生可能資源による正味設置容量（注記5.1参照）。当該パラメータは、インセンティブ合計の10%で重み付けされる。
	4.2024年度におけるエンデサの二酸化炭素（CO_2）排出量の削減（注記5.1参照）。当該パラメータはインセンティブの10%で重み付けされる。
	5.2024年度に管理職承継制度における女性の割合。当該パラメータはインセンティブの5%で重み付けされる。

(1) 平均使用資本利益率（ROACE）（%）=経常営業利益（通常EBIT）／平均正味投下資本額（平均NCI）

(2) 経常営業利益（経常EBIT）（百万ユーロ）=特別予算外目的において修正された営業利益（EBIT）

(3) 平均正味投資資本（平均NIC）（百万ユーロ）＝（（自己資本＋純有利子負債ー現金及び現金同等物）$_{n}$+（自己資本＋純有利子負債ー現金及び現金同等物）$_{n-1}$）÷2。

2023‐2025戦略的インセンティブ・プラン

2023年4月28日、当社の定時株主総会は、「2023‐2025戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期の変動報酬計画を承認した。

当該プランの目的及び特徴は、前項で触れた「2021‐2023戦略的インセンティブ・プラン」及び「2022‐2024戦略的インセンティブ・プラン」と同じであり、その発生対象となる実行期間及び目標が異なっている。

したがって、「2023‐2025戦略的インセンティブ・プラン」に係る発生は、2023年1月1日から3年間の実行期間における4つの目標の達成に連動している。

	目標
2023-2025戦略的インセンティブの発生	1. 同業他社グループの基準点として選択されたEurostoxx Utilities指標の平均株式総利益率（TSR）のパフォーマンスに関連する当社の平均TSRのパフォーマンス。当該パラメータはインセンティブ総額の50%で重み付けされる。
	2. ROIC目標（投下資本利益率）(1)ーWACC（加重平均資本コスト）(2)は、NOPAT（税効果控除後経常利益）(3)と平均正味投下資本（NIC）(4)からWACCを差し引いた比率で表される。当該パラメータはインセンティブの30%で重み付けされる。
	3. 2025年度、スペイン、ポルトガルにおけるエンデサの二酸化炭素（CO2）排出量の削減（注記5.1参照）。当該パラメータはインセンティブの10%で重み付けされる。
	4. 2025年度に管理職承継制度における女性の割合。当該パラメータはインセンティブの10%で重み付けされる。

(1) 投下資本利益率（ROIC）（%）＝税引前経常営業利益（税引前経常EBIT）／平均純投下資本（平均NIC）。

(2) 税引前EBIT（百万ユーロ）＝予算外の税引き後特別損益を調整したEBIT。

(3) WACC（加重平均資本コスト）＝該当期間におけるエンデサの税引き後割引率。

(4) 平均正味投資資本（平均NIC）（百万ユーロ）=（（自己資本+純有利子負債）n+（自己資本＋純金融負債）n-1）÷2。

2023年度に施行された制度で生じた金額は4百万ユーロ（2022年度では、2020-2022年、2021-2023年及び2022-2024年の戦略的インセンティブ・プランに関連して3百万ユーロ）であり、総額2百万ユーロは資本性金融商品で決済される株式に基づく報酬見積りに相当する（2022年度では2020-2022年、2021-2023年及び2022-2024年の戦略的インセンティブ・プランに関連して総額1百万ユーロ）。

財政状態計算書の当該「資本‐その他の資本性金融商品」は2023年度の変動を示しており、2023年12月31日現在の残高は5百万ユーロ（2022年12月31日現在は4百万ユーロ）である。

注記48.購入コミットメント、第三者に対する保証及びその他の約定

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、第三者に提供する保証は、将来の取得約定に関する項目、金額及び情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
第三者に提供する保証			
エネルギー市場におけるデリバティブ取引		-	2,000 (1)
金融保証として受け取る有形固定資産	20.4、35.1.13、41.4.3	39	70
短期及び長期のガス契約		366	445
エネルギー契約		69	62
メタンタンカーリース契約		100	161
金融市場での取引契約		40	40
その他の在庫向け供給契約		57	23
関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配企業	47.2	3	3
合計 (2)		**674**	**2,804**
将来の電力購入約定			
有形固定資産	20.2	1,160	1,100
無形資産	23.2	115	102
金融投資		-	-
サービスの提供	27.1	15	18
エネルギー商品及びその他の購入	31.3	18,848	22,942
エネルギー商品		18,691	22,583
電力		-	-
二酸化炭素 (CO_2) 排出枠		100	296
その他の在庫		57	63
合計		**20,138**	**24,162**

(1) (Endesa Generación, S.A.U.が参加する国内外で組織化されたガス・電力市場の運営規則から生じる第三者との直近の義務の遵守のため) Endesa Generación, S.A.U.にEnel, S.p. A.により以前に提供されている保証を担保するために、当社がEnel, S.p. A.に対して提供している念書で上限2,000百万ユーロに関連し、2023年6月30日までを期限とする (注記47.1.2参照)。

(2) 第三者に対する銀行保証を含まない。

エンデサは、2023年12月31日現在の供与保証から生じるいかなる追加債務も重要ではないと考えている。

当該連結財務書類の注記20、23、27、31及び41.1.4に記載されている事項に対してさらなる約定債務はない。

当社の取締役は、エンデサはこれらの義務を履行することができると考えており、したがって、この点に関して不測の事態が生じることはないと考えている。

注記49.監査報酬

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、監査法人であるKPMG Auditors,S.L.及びKPMGのネットワークにあるその他の会社が提供したサービスに対する費用は、その請求日にかかわらず、以下の通りである。

千ユーロ

	2023年度	2022年度
監査業務	2,086	1,872
その他の会計検証業務 (1)	909	829

その他のサービス	-	-
合計	**2,995**	**2,701**

(1) **有価証券発行に関連する中間財務諸表、合意された手続及びコンプライアンス報告書の限定的なレビューに関連する。**

注記50.労働力

50.1.期末員数

以下の表は、エンデサの期末の人員数を示している。

従業員数

	期末員数					
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
マネージャー	160	43	203	169	40	209
中間管理職	2,425	1,345	3,770	2,477	1,330	3,807
管理スタッフ及び工員	4,033	1,029	5,062	4,174	1,068	5,242
従業員数合計	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

従業員数

	期末員数					
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	3,697	1,258	4,955	3,838	1,264	5,102
配電	2,254	496	2,750	2,265	490	2,755
ストラクチャー及びその他 (1)	667	663	1,330	717	684	1,401
従業員数合計	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

(1) ストラクチャー及びサービス。

従業員数

	期末員数					
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	326	170	496	370	199	569
30歳から50歳	3,729	1,565	5,294	3,888	1,617	5,505
50歳超	2,563	682	3,245	2,562	622	3,184
従業員数合計	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

従業員数

	期末員数					
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,601	2,401	9,002	6,811	2,427	9,238
ポルトガル	17	16	33	9	11	20
従業員数合計	**6,618**	**2,417**	**9,035**	**6,820**	**2,438**	**9,258**

50.2.平均員数

以下の表は、エンデサの平均の人員数を示している。

従業員数

	平均員数					
	2023年度			2022年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
マネージャー	163	43	206	189	50	239
中間管理職	2,428	1,322	3,750	2,429	1,261	3,690
管理スタッフ及び工員	4,099	1,042	5,141	4,158	1,056	5,214
従業員数合計	**6,690**	**2,407**	**9,097**	**6,776**	**2,367**	**9,143**

従業員数

	平均員数					
	2023年度			2022年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	3,747	1,243	4,990	3,783	1,223	5,006
配電	2,258	491	2,749	2,275	469	2,744
ストラクチャー及びその他[1]	685	673	1,358	718	675	1,393
従業員数合計	**6,690**	**2,407**	**9,097**	**6,776**	**2,367**	**9,143**

⑴ ストラクチャー及びサービス。

2023年度及び2022年度におけるジョイント・ベンチャーの平均従業員数は、各々773人及び789人であった。

2023年度及び2022年度における平均の雇用人員の33%以上の障害者は次の通りである。

従業員数

	障害者平均員数[1]					
	2023年度			2022年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
マネージャー	1	-	1	1	-	1
中間管理職	27	7	34	24	6	30
管理スタッフ及び工員	41	14	55	39	13	52
従業員数合計	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

⑴ 33%以上。

従業員数

	障害者平均員数[1]					
	2023年度			2022年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電及び給電	30	10	40	30	9	39
配電	23	2	25	22	2	24
ストラクチャー及びその他[2]	16	9	25	12	8	20
従業員数合計	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

⑴ 33%以上

⑵ ストラクチャー及びサービス

注記51.引当金、偶発資産及び負債

当該連結財務書類の発行が承認された時点で、エンデサが関与する主な訴訟及び仲裁手続は以下の通りである。

- 1998年7月18日にAguilar de Segarra（バルセロナ）で発生した森林火災に関して、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.を相手取り、主に2件の訴訟が進行中であり、その結果、様々な損害賠償請求に対する支払義務として2.7百万ユーロ生じる可能性がある。

- Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.（Enel Green Power España, S.L.U.が全所有する会社）が所有するPeña del Gato及びValdesamario風力発電所の行政認可は、環境影響評価書が適切に処理されなかったという理由で、各々2015年7月13日及び2017年5月5日の最高裁判所判決によって無効となった。同様の理由で、風力送入インフラ（2018年3月13日及び19日付け Castile and León高等裁判所判決、風力発電所の所有者であるPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.（Enel Green Power España, S.L.U.が全所有する会社）による最高裁判所への上告不服申立てにおいて、2018年12月20日及び2019年1月31日の判決の下で、申立てた3件が棄却された）、及びPonjos変電所プロジェクトの承認（2017年5月31日付けLeón行政控訴院第一部判決に対してPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.が不服申立て）、とともに、Valdesamario及びRiello自治体議会から付与されていたValdesamario風力発電所の許可も無効となった（2017年6月26日付けCastile and León高等裁判所判決、及び2017年5月30日付けLeón行政控訴院判決、ともに終決）。上述の不服は2021年7月1日付けCastile and León高等裁判所の判決で支持された。Peña del Gato風力発電所については、2017年5月8日に新たな行政認可が確認された（環境評価の不備を是正して当該プロジェクトの再手続後に）。当該施設は、2018年1月3日（14機）、残りの11機は2018年4月4日に、新たな行政上の要請に適合するよう修正し、公有林の占拠許可を得て、操業が開始された。執行の判決において、Castile and León高等裁判所は、2018年7月30日付け判決により付与された新たな行政上の認可を無効とした。当該認可は、2015年7月13日付け高等裁判所の判決を回避する目的で発行されたものと理解された。Castile and León地方政府及びEnergías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.により上述の判決の再考を求めて控訴したが、2018年12月21日付け判決により棄却された。Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は、最高裁判所に破棄上告を申立てたが、2019年7月3日の決定の下で訴訟続行の許可が得られなかった。

  Peña del Gato 風力発電所は、送電インフラの操業停止により、2019年5月に再び閉鎖に追い込まれた。2021年10月26日、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は、新たな行政認可手続の停止、及びPeña del Gato 風力発電所における行政認可を無効にした判決の執行事件の枠組み内で全て環境専門家試験の実施要請が、Castile and León高等司法裁判所に申立てられたことを「Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica（カンタブリア山脈防衛プラットフォーム）」団体から文書で通知された。Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. 及びCastile and León地方政府は双方ともに、2022年2月10日付けCastile and León高等裁判所の判決により棄却された当該適用に反対している。2022年5月24日、Peña del Gato及びValdesamario風力発電所及び電力退避インフラ向けに新たな行政認可及び環境影響評価書が取得された。複数の環境保護団体により当該認可に対して不服を申立てているが、いずれもCastile and León政府により却下されている。2023年1月20日、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は、「Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica」団体が、Valdesamario及びPeña del Gato風力発電所向け行政認可及び環境影響評価書に対して以前提起された不服申立ての棄却に対して、León裁判所に2件の行政紛争不服申立てをしたとの通知を受けた。

－ 最高裁判所は、エンデサS.A.、Endesa Energía, S.A.U.及びEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.（Endesa）により申立てられた控訴、及びその他の電力部門企業により不服申立てられた、2013年12月26日付け電力部門法第24／2013号第45（4）条、2016年12月23日付け勅令法第7／2016号及び2017年10月6日付け勅令法第897／2017号に定められた義務に対する控訴において、社会的補填の費用、及び最終保障料率（LRTs）の対象であり社会的に排除されるリスクのある深刻に脆弱な消費者に電力を供給する費用を、政府と協調して融通するために、2021年2月21日付け判決第212／2022号を言い渡した。これは、給電事業を行っている会社グループの親会社、又は会社グループに属さない会社が自らの資金を負担する義務を課した社会的補填に融通する第三次制度に対する不服申立てである。特に、最高裁判所は、(i) 最終保障料率（LRT）を利用し、社会的排除リスクに晒されている深刻に脆弱な消費者への供給において、社会的補填における融通制度及び行政との協調融通制度には適用できない、(ii) 2017年10月6日付け勅令第897／2017号第12条から第17条までは適用せず、無効とする。そして以下のことが認められた。(iii) 社会的補填に融通及び協調融通（政府と共同で）するために支払われた金額において補償を受けるべき申立人の権利が認められ、これにより、当該関連で支払われた全ての金額は、適当な場合には、顧客に転嫁することもある金額を控除して払い戻されるものである、とした。最後に、以下が宣告された。(iv) 社会的補填の請求、確認、管理するための手続を実施するために投下された金額を、当該手続の適用のために支払われた金額とともに、適当な場合には、顧客に転嫁されるであろう金額を控除して、当該手続を適用するために投資された金額において補償されるべき申立人の権利、を部分的に支持した。最高裁判所は2022年3月24日の判決で、国家法務局により提案された判決の修正又は補完を求める請求を棄却する決定を下し、これにより、政府は融通制度が当該システムから排除されたため、該当する融通費用を引き続き関連する当事者に請求できることになった。しかしながら、最高裁判所は、*「社会的補填の資金を融通するためのシステムを統制する法制上の規則及び規制の適用不能及び無効の宣言にもかかわらず、脆弱な消費者に供給される電力の価格における割引義務の普及は、判決後であっても、現在適用不能と宣言されている社会的補填、又は当該目的において承認された特定の規則の代わりに、設定された社会的補填の資金を融通するために、その処理及び補償に対処しなければならない支払が、特定の会社において生じ続けるであろう。」と認めている。*2022年5月24日の命令により、当該判決は責任機関により受理されたものとみなされ、当該裁定は電力副局長により尊重されなければならないことが示された。当局の不作為を考慮して、2022年11月10日に執行令状が申立てられた。その後、2023年1月9日付の命令により、環境移行・人口動態課題省（MITECO）から、同裁定の執行状況について報告を受け、企業は10日以内に、当局が賠償支払額を設定したかどうか、答弁するよう通知を受けた。2023年1月24日、申立書が、対応する報告書とともに提出され、スペイン市場競争委員会（CNMC）により作成された報告書の閲覧を求めた。そして、環境移行・人口動態課題省は（MITECO）は裁定の執行状況に係る報告に基づいて答弁を行ったが、他方で、上述の報告書を踏まえてさらなる答弁を行う権利を留保した。2023年3月29日、最高裁判所に新たな提出書類が提出され、(i) 争いのない賠償請求額の即時支払い、(ii) エコロジー移行・人口学的挑戦省（「MITECO」）が判決の執行状況に関する報告書を作成するために使用したスペイン国家市場・競争委員会（「CNMC」）の報告書の効果的な交付（再三の要求通り）、(iii) 国家弁護士を召喚して弁論を行わせ、提出された専門家報告書の批准を進めることが要求された。2023年5月26日、最高裁判所は特に以下の内容に同意する判決を下した。(i) 判決の執行を開始すること、(ii) エコロジー移行・人口学的挑戦省（MITECO）に対し、2022年3月24日付のスペイン市場・競争委員会（CNMC）の報告書を要求通り提出するよう命じること、(iii) エンデサが提出した、エネルギアXXIコメルシアリザドーラ・デ・レフェレンシア社（Energia XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.）に対して152百万ユーロの支払いと、支払日から支払済みまで算出された法定利息を支払う権利を宣言する申し立てを部分的に支持すること、(iv) エコロジー移行・人口チャレンジ省（MITECO）に対し、顧客に転嫁された該当額を控除した後、社会的ボーナスの資金調達費用のエンデサ自由供給者の負担分に対する補償として控訴人に支払うべき金額を、最長1ヶ月以内に定量化するよう命じること、(v) エコロジー移行・人口チャレンジ省（MITECO）に対し、可能な限り速やかに定量化するよう命じること、社会的ボーナスの申請依頼・確認・管理手続を実施するために投下された金額について、控訴人に支払うべき金額を可能な限り速やかに定量化し、最長2ヶ月以内に、社会的補助金の確認・管理手続で指定された条件の適切な金額に法定利息を加算した金額を控訴人に支払うこと、及び、本判決の運用部分に示された条件の適切な金額に法定利息を加算した金額を最長2ヶ月以内に控訴人に支払うことを命ずること。2023年7月28日、エネルギー省長官は、エンデサが (i) 市場の規制セグメントの顧客に関連する資金調達コストに対する合計172百万ユーロの補償（対応する法定利息を含む）、及び (ii) 社会的ボーナスの実施・処理コストに対する700万ユーロの補償（対応する法定利息を含む）を請求する権利を認める決議通知を送達した。しかし、エネルギー省長官の同決議は、供給市場の規制対象外セグメントの顧客に関連する資金調達コストに関しては、いかなる補償も認めていない。2023年9月18日、エンデサは、エンデサが市場の被規制セグメントの顧客に関連する社会的補填の資金調達コストを転嫁しておらず、その結果、完全な補償を受ける権利があることを確実に示すため、対応する専門家報告書とともに、最高裁判所に主張書面を提出した。

- 2017年6月、スペイン市場競争委員会は、EnergíaXXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.に対し、エンデサの自主市場小売供給業者が提供するサービスを宣伝するために少額消費者自主価格（SCVP）制度又は最終保障料率（LRT）に加入している顧客への請求に関与し、2007年7月3日付け競争法第15／2007号第3条に違反した可能性があるとして侵害訴訟の開始に同意した。

  懲戒手続の調査、決議案の送付及びEnergíaXXI Comercializadora de Referencia S.L.U.による対応する申立の提出を受けて、2019年6月20日、スペイン市場競争委員会（CNMC）は、EnergíaXXI Comercializadora de Referencia S.L.U.に対し、不正競争行為の疑いがあるとして、競争保護に関する2007年7月3日付け法律第15／2007号第3条（LDC）及び不正競争に関する1991年1月10日付け法律第3／1991号第4条（LCD）に反する行為に対して、およそ5百万ユーロの罰金を課す決定を行った。

  スペイン市場競争委員会（CNMC）によれば、Energía XXI Comercializadora de Referencia S.L.U.は、競争相手には接続できない特権チャネル（少額消費者自主価格（SCVP）又は最終保障料率（LRT）システムに基づいて顧客に発行された請求書）を利用して、脆弱と思われるグループ、つまり規制市場の顧客に、規制緩和市場でのサービスを宣伝したとしている。

  2019年7月31日、EnergíaXXI Comercializadora de Referencia S.L.U.は、特に問題である（i）スペイン市場競争委員会（CNMC）が証明されていない推定に係る調査結果に基づいていること、（ii）EnergíaXXI Comercializadora de Referencia S.L.U.の行為が信義に反する行為と見なされるために必要な要件を充たしておらず、また（iii）容疑行為が2007年7月3日付け法律第15／2007号第3条（LDC）に基づいて制裁を受けるべき対象となる競争及び公益に影響を与えたとする立証がなされていないとの考えから、課徴金判決の執行の一時的停止を求めて、スペイン国立裁判所（Audiencia Nacional）に行政紛争控訴を申立てた。

  2023年10月10日、Audiencia Nacional（全国裁判所）は、この行政決定に対する上訴を却下する判決を下した。これに対し、Energia XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は最高裁判所に上訴を提起し、現在認容手続き中である。

- 2020年12月14日、スペイン市場競争委員会競争総局（CNMC）は、Enel Green Power España, S.L.U及びその親会社であるEndesa Generación, S.A.U.に対し、関連する発電市場に影響を与える特定のハブにおける配電網に接続し、接続するためのEnel Green Power España, S.L.U.の市場支配的地位を濫用した容疑に関し、制裁手続を申請した旨を通告した。スペイン市場競争委員会（CNMC）によれば、Enel Green Power España, S.L.U.は、自社グループ内の企業を優遇し、第三者発電会社に損害を与えるシングル・ハブ事業者（IUN）としての地位を利用した疑いがあるとしている。

  Enel Green Power España, S.L.U.は送電網市場への接続及び接続を支配する地位を有しておらず、スペイン市場競争委員会（CNMC）自身が多くの場合認識しているように、シングル・ハブ事業者は送電網への接続の処理において意思決定権又は裁量権を付与されておらず、そして、このような送電網への接続の要請に対応及び分析するための独占的な権限をシステム事業者に付与する部門規則に含まれていると主張した。Enel Green Power España, S.L.U.は、排他的効果も市場閉鎖性もなく、濫用が疑われる行為は、競争の擁護に関する2007年7月3日付けスペイン法律第15／2007号第2条の適用範囲には含まれないため、完全に排除されるべきであると考えている。制裁手続に関する調査、決定案の送達、及びEnel Green Power España, S.L.U.による該当の主張の提出を受けて、2022年6月10日、スペイン市場競争委員会（CNMC）は、決定を発表し、Tajo de la Encantada及びLastras変電所に立地する結節点における送電網へのアクセス及び接続に関する市場でのシングル・ハブ・パートナー（SHP）としての容量において、Enel Green Power España, S.L.U.による支配的地位の濫用の容疑に関与したとして、Enel Green Power España, S.L.U.及びその親会社のEndesa Generación S.A.U.（S.A.U.）に対し、競争防衛（LDC）に関する2007年7月3日付け法律第15／2007号第2条に基づき2件の重大な違反を行ったとして、連帯して合計5百万ユーロの罰金を支払うよう命じた。続いて2022年7月29日、Enel Green Power España, S.L.U.及びEndesa Generación S.A.U.は、前述の2022年6月10日の制裁決議に対して国立裁判所（Audiencia Nacional）に提訴を申立て、課徴金の支払に関する判決の第3項の予防的停止を要請した。2022年12月13日の裁判所命令により、スペイン国立裁判所は、提訴側により充分な担保を供することを条件に罰金の執行を停止することに同意した。訴状は2023年4月20日に提出され、国選弁護人はすでに答弁書を提出している。

- 2021年10月6日、カナリア諸島政府エネルギー総局はEdistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、対応する3件の懲戒手続き（ES.AE.LP 006／2019、ES.AE.LP 007／2019及びES.AE.LP 007／2019）の開始を決定したことを通知した。LP 008／2019 - ネットワークポイントへの接続許可の不当な拒否又は変更、適切な苦情サービス、クレームサービス、インシデントサービスの維持・運営義務の不履行からなる違反の疑いに対し、それぞれ1,100万ユーロ、1,900万ユーロ、2,800万ユーロにのぼる。当該決定は、告発の根拠となった事実の特定に重大な欠陥があり、それがまさに抗弁権に影響を及ぼした。したがって、2021年10月29日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、どの事実が告発されたのか不明確であるために、必要とされる適切な抗弁を作成することが不可能であったとして、この状況を強調した抗弁書を各々に提出した。2022年1月28日、第一の訴訟手続（第ES.AE.LP 006／2019号）に関して、2022年2月7日、他の2つの訴訟手続（第ES.AE.LP 007／2019号及び第ES.AE.LP 008／2019号）に関して管轄機関からの連絡を受け、そこでは、容疑に応じて、懲戒手続を開始する決定の根拠となった本件訴訟のファイル原本の写しが添付された。当該事象は、本件の不適切な処理を強く示唆するものである。

  制裁手続第ES.AE.LP 006／2019号に関連して、最初の申立ては2022年2月18日に提出され、2022年6月17日にカナリア諸島政府エネルギー総局は、EDistributión Redes Digitales, S.L.U.が電力部門に関連する適用される法規制に抵触していないことを理由に、制裁手続を終了することを決議した。

  制裁手続ES.AE.LP第007／2019号及び第ES.AE.LP 008／2019号に関して、最初の申立ては、2022年2月28日に提出された。

  2022年1月24日、EDistributión Redes Digitales, S.L.U.は、カナリア諸島政府エネルギー総局の2021年11月18日付け新決議の通知を受けた。これは、同社がさらに重大かつ継続的に分類された5件の違反、及び非常に重大かつ非継続的に分類された2件の違反を犯したことを理由に、また94百万ユーロの罰金が課されることがあることに留意し、別の懲戒手続（第ES.AE.LP6／2020号）を開始することを決議したものである。侵害の容疑とされているのは、グリッドへのアクセス及び接続の要請、接続の完了、顧客の要求の処理、提供された情報、導入されたシステム、実行の遅延、そして不平及び苦情サービスである。当該違反は50の非制裁行政手続に関連する。容疑は2022年3月18日に提出された。2022年9月28日、電力部門に係る2013年12月26日付け法律第24／2013号に5件の重大な違反及び2件の非常に重大な違反をしたことを理由に、EDistribución Redes Digitales, S.L.U.に31百万ユーロの課徴金を課す、とする2022年9月26日付け決議案が提出された。

  このような当初請求額の減額は、他の軽微な制裁手続きでも発生している。カナリア諸島高等法院の最近の判決により、期限切れによる手続きの棚上げも行われたが、期限切れのファイルが再開されたケースもある。

- 被申立人であるEndesa Generación S.A.U.により開始された長期液化天然ガス供給契約の価格の見直しをする仲裁手続の過程で、申立人である液化天然ガス生産者が2023年9月30日付けでおよそ1,283百万米ドルの支払を求める反訴を提起した。その後、訴訟は終結し、2023年11月15日に反訴を一部支持する裁定が下された。両当事者は裁定の特定の側面についてさらなる明確化を求めている。法廷側はまだ返答していない。これと並行して、LNG生産者はすでに合計587米ドルの請求書を発行している（注記10.1及び16.1を参照）。

- 液化天然ガスの長期供給契約に関する価格見直し手続きの過程で、取引相手である液化天然ガス生産会社が2023年3月、エンデサ・ジェネラシオン・S.A.U.に対する仲裁手続きを開始し、2023年12月31日時点で約585百万米ドルの支払いを求めた。この金額は、今後数ヶ月間の市場実勢次第で、遅くとも2024年後半に予定されている仲裁手続きが終了するまで見直される可能性がある。当社は、この主張は十分に立証されていないと考えている。

- ガス・電力小売市場における天然ガス価格高騰の影響を緩和するための緊急措置に関する2021年9月14日付け勅令法第17／2021号は、限界排出技術による天然ガス価格の価値を卸売市場における電力価格に組み入れることによって得られる収入増に比例して、限界以下の非排出型電力生産設備の超過報酬を減額するメカニズムを確立した。

この規定の適用により、システム・オペレーターは、勅令法で定められた方法に従って計算された金額の月次決済を割り当てられ、その支払いは、影響を受ける設備を所有する発電会社、又はその会社によって生産されたエネルギーが同じ企業グループ内で二者間取引されている場合は販売会社に対応する。

以前は、月単位で、各企業又は企業グループは、その時点で定められた要件（これは、元の規則を修正した歴代の勅令法によって変化してきた）に適合する先渡契約証書によってカバーされているため、削減が免除されるエネルギーを申告することができた。

上記を適用し、エンデサは2023年を通じて、法的に定められた要件を満たす免除エネルギーを申告し、システム・オペレーターが行った決済額を支払い、支払いを妨げることなく、現行法を遵守していないと判断したものについては異議申し立てを行う。

この仕組みの検証及び確認は、国家市場競争委員会（CNMC）が担当する。これを適用して、2022年7月18日、2021年9月16日から2022年3月31日までの期間に対応するエンデサ・グループの決済の検証・確認手続きを開始した。時間が経過しているにもかかわらず、最終的な解決には至っていないが、その処理過程で、最終的な解決額に影響を及ぼす可能性のあるいくつかの矛盾が表面化している。規則の複雑さ、連続的かつ度重なる修正、勅令法の適用についてより法的確実性を高めるような背景や一般的かつ社会的に対照的な基準が存在しないことを考慮すると、現時点では最終的な結果を垣間見ることはできないが、2023年に総額128百万ユーロに上る最終的な和解金額に影響が及ぶ可能性は否定できない。

－ 2017年に租税検査局がEnel Green Power España, S.L.U.に対して開始した2010年度から2013年度までの法人所得税に関する手続が継続中である。争点となっている主な問題は、課税中立制度が2011年度のEnel Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）の吸収によるEnel Green Power España, S.L.U.の合併に適用されるか否かに関するものである。2019年12月10日、租税不服審査会は、（Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）の、存続会社としてのEnel Green Power España, S.L.U.により保有された地位について）2011年度の法人所得税を棄却する決定を公表しし、スペイン国立裁判所に不服を申立てる結論に達した。同様に、2020年6月16日、2010年度から2013年度までの法人所得税のうち、争われている当該期間の租税中立制度の適用による影響において、部分裁定が下され、同様に、スペイン高等裁判所への控訴を継続することが決定した。評価すべき当局の承諾要件の結果として生じるであろう資産の再評価に関連する影響を評価しない限り、当該手続に関連する偶発事象は、現時点では、事前に決定することができない。債務の停止は保証によって担保されている。

－ 2011年度から2014年度の税務調査手続に関連して、当社が所属する法人所得税及び付加価値税連結グループから、確定所得税及び付加価値税、及び調査を受けた各会社の個人所得税の源泉徴収に関連する和解合意を2018年7月9日に受領し、2022年6月3日より全国裁判所にて上訴中である。

論争下にある項目は主に、発電所閉鎖費用の控除可能性、税務調査期間中の持分の譲渡から生じる一定の金融費用及び一定の損失、及び比例案分規則の下での付加価値税の控除可能性に関する要件の違いから生じている。当該手続に伴う偶発債務は42百万ユーロである。両債務の停止を担保する保証が用意されていた。しかし、2023年6月5日に付加価値税和解契約の予防的停止要請が却下されると、その金額は支払われた。所得税和解契約の債務停止を担保する保証はまだ残っている。

－ 2015年度から2018年度の税務調査手続に関連して、当社が所属する法人所得税及び付加価値税連結グループから、確定所得税及び付加価値税、及び調査を受けた各会社の個人所得税の源泉徴収（「IRPF」）に関連する和解合意を受領した。当該契約は中央税務不服審査会に提訴された。

論争下の項目は主に、税務調査期間中の特定の金融費用の控除可能性に関する要件の違い、及び研究、開発及び技術に関するイノベーションに係る控除の文書化の一部の否認に起因する。当該手続に伴う偶発債務は57百万ユーロである。債務の停止は保証によって担保されている。

- エネルギー持続可能性向け課税措置に係る2012年12月27日付け法律第15／2012号により規制された使用済み核燃料税に関して、同法の経過条項第3項に規定されている遡及係数計算目的において、2022年2月22日付け中央租税不服審査委員会（TEAC）決議に定められた基準が適用されるべきである、との考えから、Endesa Generación S.A.U.が、課税標準に修正を要請した複数の進行中の手続がある。当該主張により、Endesa Generaciónは142百万ユーロの還付を要請した。

- 12月27日付の法律第38／2022号（臨時エネルギー税及び信用機関・金融信用機関の設立と大資産臨時連帯税の創設）により導入された新たな臨時エネルギー税に関して、エンデサは2023年2月、同税が欧州法とスペイン法の双方に反するとして、その施行規則を不服としてスペイン高等裁判所に上訴した（注記6参照）。また、2023年に提出された自己査定についても異議申し立てを行い、延滞利息とともに208百万ユーロの払い戻しを申請している（注記10.3参照）。

- 2019年1月1日から失効した「第四次エンデサ団体交渉枠組協約」の実施終了の効果に関するエンデサと労働者の組合代表に関する異なる解釈、特に退職した従業員の社会的便益に関して、2019年初頭に国立裁判所において、エンデサ会社群の代表を務める労働組合による集団紛争訴訟の提示につながった。2019年3月26日、国立高等裁判所は、エンデサが正当であるとみなし、「第四次エンデサ団体交渉枠組協約」の終了の結果として退職した従業員に対する特定の社会的便益の適用が満了したことの合法性を認識する会社の解釈の有効性を宣言する判決を下した。

  エンデサ会社群の労働組合代表者は2019年4月に最高裁判所に対して判決破棄を求めて上告した。2019年12月、エンデサの多数派労働組合である一般労働組合（UGT）は、「第五次エンデサ団体交渉枠組協約」に関する特定の特徴を解決するための公正な仲裁に自主的に付託した結果、当該上訴を取り下げることに同意した。そのため、最高裁判所への上告は、請求した3つの少数労働組合の要請により引き続き処理された。Comisiones Obreras（CCOO）、Sindicato Independiente de la Energía（SIE）、Confederación Intersindical Galega（IGC）。

  2021年7月7日に、最高裁判所は裁定（番号761／2021）を下し、上記労働組合が申立てた上訴を全面的に棄却し、本件集団訴訟手続における2019年3月26日付けスペイン高等裁判所産業法廷判決第32／2019号を支持した。

  当該判決は、主に、社会的便益（うち電気料金に関するもの）は、勤務及び退職した従業員とその家族の双方についての団体協約からのみ発生するものであり、したがって、「第四次エンデサ団体交渉枠組協約」で生じたように、便益の消滅は、一般的に、従業員に勤務するためにそこに定められた条件の契約化を決定し、非活動的な従業員とその家族の場合には、それらが「第五次エンデサ団体交渉枠組協約」の下で規制されるまで、それらの全ての権利の最終的な消滅につながると主張する。

  上記の団体紛争請求に加えて、「第五次エンデサ団体交渉枠組協約」の終了が当社の報告する条件に影響しないと考えたため、退職従業員又は自主的離職計画を利用する従業員により、当該連結財務書類の発行が承認された日において、一千件を超える個別請求が提出されている。2021年7月7日の最高裁判所判決の後、これらの請求の多くに関する停止は解消され、現在までに関係するほぼ全ての裁判所は、同一目的に関する個別の処理に対しては「既判力効果」を適用しているため、提出された個別の請求はほとんど破棄された。

- また、労働組合Comisiones Obreras（CCOO）、Sindicato Independiente de la Energía（SIE）、Confederación Intersindical Galega（CIG）は2020年12月16日、「V Endesa枠組み労働協約」の一部廃止条項の無効化を求める集団争議請求を提起した。原告の見解では、争点となっている廃止条項は、従業員の福利厚生及び経済的権利の不法な排除を伴うとしている。エンデサは反対の立場を維持しており、退職した職員（にとって、2019年3月26日付け国立裁判所及び2021年7月7日付け最高裁判所の有利な判決）への社会的便益の修正の抗議での主張に沿った、その絶対的合法性を擁護している。2021年11月15日、スペイン高等裁判所は控訴人労働組合の請求を棄却し、「Vエンデサ枠組み労働協約」の合法性を支持する判決を下した。この判決は最高裁判所に、労働委員会（CCOO）、独立エネルギー組合（SIE）、及びGalega Intersindical連盟（CIG）によって上告され、本連結財務諸表の承認日現在、判決待ちである。

- エンデサは2020年1月に「雇用条件の実質的な変更」(SMEC)プロセスを開始し、「第五次エンデサ団体交渉枠組協約」に含まれない職員のための社会的便益に係る新しい組織を確立したことを指摘しなければならない。適切な手続を経て、2021年3月24日に協議期間を終え、エンデサと労働組合の多数派である一般労働組合(UGT)とは合意したが、労働委員会組合(CCOO)及び独立エネルギー組合(SIE)とは合意しなかった。この異議は、労働者憲章第41条で想定されている原因のいずれも、当社が意図している大幅な修正の実施を具体化させたとは考えていなかった。

  2020年4月24日、労働委員会組合(CCOO)及び独立エネルギー組合(SIE)により、前述の「第五次エンデサ団体協定枠組協約」に関連して、スペイン高等裁判所に集団訴訟提訴がなされ、当該手続は2021年7月7日の最高裁判所判決まで中断された。2021年11月11日(2021年11月23日通知)にスペインの高等裁判所によって判決が言い渡された。当該判決では、エンデサと一般労働組合(UGT)が合意した雇用条件の実質的変更合意は無効であると宣言した労働組合が、2021年7月7日の最高裁判所判決で既に解決された紛争に関係しているため、合意外の従業員の年金権に関して「既判力効果」を認め、請求の一部が支持された。エンデサと労働組合Comisiones Obreras(CCOO)とSindicato Independiente de la Energía(SIE)の両組合は、自分たちの利益に反する判決の側面に対して最高裁判所に上訴を提出し、現在この件に関する決定を待っている。

親会社の取締役は、連結財政状態計算書において認識されている引当金が、訴訟、仲裁及び本注記において言及されているその他の注記に関するリスクを充分にカバーしていると考えており、当該問題により、未引当の負債が生じることを想定していない。

当該引当金が対象とするリスクの性質を考慮すると、あったとしても、合理的な支払期日を決定することは実行不可能である。

2023年度及び2022年度の和解金は各々18百万ユーロ及び44百万ユーロだった。

注記52.将来適用される会計基準

a) 欧州連合が承認し、2024年度に初度適用される基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期: 以下以降に開始される事業年度
IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂(1)	2024年1月1日
IFRS第16号ーリースの改訂ー売却及びセール・アンド・リースバック取引におけるリース負債	2024年1月1日

(1) 負債の流動又は非流動への分類ー発効日の延期及び条項付非流動負債を含む。

IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂ー流動負債又は非流動負債及び金融上の制約を伴う非流動負債への分類ーの初度適用に関連して、エンデサは、これらの改訂が連結財務諸表に与えうる潜在的な影響を分析しましたが、本連結財務諸表の作成日現在、重要な影響は確認されていない。その他の改正については、エンデサの経営陣はその適用による影響を評価中であり、本連結財務諸表の作成日現在、この分析は完了していない。

b) 国際会計基準審議会(IASB)によって発行されたが、欧州連合(EU)が承認していない基準及び解釈指針

国際会計基準審議会(IASB)は、エンデサに影響を及ぼす可能性のある以下の国際基準を承認したが、連結財務書類の作成日現在、欧州連合はまだ承認していない。

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期(1): 以下以降に開始される事業年度
IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」及びIFRS第7号「金融商品」の改訂。「開示」ー業者との金融取決め。	2024年1月1日
IAS第21号「*外国為替相場の変動の影響*」の改訂	2025年1月1日

(1) 欧州連合による変更なく採択された場合。

連結財務書類の発行の承認日において、エンデサの経営陣は、欧州連合によって承認されている場合には、これらの基準及び修正事項が連結財務書類に及ぼす影響を評価している。

注記53.後発事象

VIエンデサ団体協約交渉委員会の数回の会合を経て、2023年12月31日にVエンデサ枠組み団体協約の通常期間が満了し、2024年1月1日から1年間の延長有効期間が発効した。

2024年2月20日、1月18日付の憲法裁判所判決11／2024が官報（BOE）に掲載され、法人所得税に関する2014年11月27日付法律第27／2014号に対する2016年12月2日付け勅令法第3／2016号による改正の違憲性が宣言された。その日以前に、Enel, S.p.A.が親会社であり、Enel Iberia, S.L.U.がスペインにおける代表事業体であり、Endesa, S.A.及びその完全子会社が所属する、番号572／10の税務コンソリデーション・グループは、違憲宣言の結果として有利となる評価額に異議を申し立て、又は自己評価の修正を要求しました。2024年2月の同判決により法人所得税法の条文が廃止される限り、流動及び繰延税金資産及び負債は2024年に認識され、同違憲宣言がエンデサの連結損益計算書に与える影響は、約11百万ユーロのプラスとなり、そのうち7百万ユーロは「法人所得税」の項目の減少、4百万ユーロは「金融収益」の項目の増加、20百万ユーロは「流動法人所得税資産」の項目の増加、20百万ユーロは「流動法人所得税資産」の項目の減少に対応すると見積もられています。また、エンデサの連結財政状態計算書において、「法人所得税」が20百万ユーロ増加し、「繰延税金資産」が9百万ユーロ減少します。

上記の事象以外に、2023年12月31日から当該連結財務書類の発行における承認日までの間に、反映していない重要な事象は生じていない。

注記54.英語翻訳説明の追加

当該連結財務書類は、欧州連合が採択したIFRSに基づいて作成されている。したがって、当社グループが適用しているIFRSに準拠した特定の会計実務は、他の国で一般に公正妥当と認められている会計原則に準拠していない可能性がある。スペイン語原文からの翻訳。相違がある場合は、スペイン語版が優先されます。

前へ　次へ

別紙I. エンデサの会社群及び主要な株式保有会社

2023年12月31日現在、エンデサを構成する会社は以下の通りである。

エンデサを構成する会社の主な事業は以下のように分類される。

伝説

事業	事業内容
	従来型発電
	再生可能発電
	給電
	その他の製品及びサービスの販売
	配電
	ストラクチャー及びサービス

前へ　　次へ

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
親会社										
エンデサS.A.	MADRID (**スペイン**)	1,270、502、540.40**ユーロ**		**株式保有**			100.00		100.00	KPMG AUDITORES
会社										
AGUILÓN 20, S.A.	ZARAGOZA (**スペイン**)	2,682,000.00 **ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (**単一株主会社**)	TERUEL (**スペイン**)	60,100.00**ユーロ**		FC	**エンデサ**S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ARANORT DESARROLLOS, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,010.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	SHARK POWER, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	SHARK POWER, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	SHARK POWER, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	SHARK POWER, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	SHARK POWER, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	3,000.00**ユーロ**		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**監査無し**

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (スペイン)	19,232,400.00ユーロ		PC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	85.41	85.41	85.41	85.41	KPMG AUDITORES
ATECA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (JV)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社) DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社) BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	15.35 14.93 19.72	 50.00 	15.35 14.93 19.72	 50.00 	監査無し
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	3,006.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BALEARES ENERGY, S.L. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	4,509.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	3,010.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
BRAZATORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (A)	FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社) BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	16.98 16.98	33.96	16.98 16.98	33.96	監査無し
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (JV)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	25.30	25.30	25.30	25.30	監査無し
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	SEVILLE (スペイン)	364,213.34ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	GATT AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	MADRID (スペイン)	595,001.98ユーロ		EM (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (スペイン)	0.00ユーロ		EM (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	24.18	24.18	24.18	24.18	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (清算中)	ZARAGOZA (スペイン)	36,060.73ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	20.00	20.00	20.00	20.00	監査無し
COGENIO IBERIA, S.L.	MADRID (スペイン)	2,874,621.80ユーロ		EM (A)	ENDESA X SERVICIOS, S.L. (単一株主会社)	20.00	20.00	20.00	20.00	DELOITTE
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CADIZ (スペイン)	600,000.00ユーロ		EM (JV)	エンデサS.A.	33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	SORIA (スペイン)	13,222,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	37.50	37.50	37.50	37.50	ERNST&YOUNG

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	271,652.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	25.00	25.00	25.00	25.00	KPMG AUDITORES
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
DEHESA PV FARM 03, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
DEHESA PV FARM 04, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (スペイン)	108,240.00ユーロ		FC	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社) エンデサS.A.	45.00 55.00	100.00	45.00 55.00	100.00	KPMG AUDITORES
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (単一株主会社)	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	12,621,210.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	1,204,540,060.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EGPE SOLAR 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
ELCOGAS, S.A. (清算中)	CIUDAD REAL (スペイン)	809,690.40ユーロ		EM (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	40.99	40.99	40.99	40.99	監査無し
ELECGAS, S.A.	SANTAREM (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	BARCELONA (スペイン)	165,876.00ユーロ		FC	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社) エンデサS.A.	47.46 52.54	100.00	47.46 52.54	100.00	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	CADIZ (スペイン)	1,081,821.79ユーロ		EM (JV)	エンデサS.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	AVANTER AUDITORES
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社)	BARCELONA (スペイン)	500,000.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CADIZ (スペイン)	4,960,246.40ユーロ		EM (JV)	エンデサS.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	18,030,000.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A. (単一株主会社)	CEUTA (スペイン)	9,335,000.00ユーロ		FC	EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	100.00	96.42	100.00	96.42	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGÍA, S.L. (単一株主会社)	CEUTA (スペイン)	10,000.00ユーロ		FC	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	CEUTA (スペイン)	16,562,250.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	96.42	96.42	96.42	96.42	KPMG AUDITORES
ENDESA CAPITAL, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	60,200.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA RENOVABLE, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	100,000.00ユーロ		FC	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	14,445,575.90ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	4,621,003,006.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	63,107.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	60,000.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISBON (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社) ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社) ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	99.20 0.20 0.60	 100.00 	99.20 0.20 0.60	 100.00 	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	1,940,379,737.02ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	965,305.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	89,999,790.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
エンデサ・モビリティ、S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	10,000,000.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	-	-	監査無し
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	10,138,577.00ユーロ		FC	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA X SERVICIOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	32,396.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
ENDESA X WAY, S.L.	MADRID (スペイン)	600,000.00ユーロ		EM (A)	エンデサ・モビリティ、S.L. (単一株主会社)	49.00	49.00	49.00	49.00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	11,152.74ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (単一株主会社)	CEUTA (スペイン)	65,000.00ユーロ		FC	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	96.42	KPMG AUDITORES
ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,576.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,413.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,250.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA NETA SA CASETA LLUCMAJOR, S.L. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	9,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	2,000,000.00ユーロ		FC	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	546,919.10ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	54.95	54.95	54.95	54.95	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,200,000.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	1,298,160.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	66.67	66.67	66.67	66.67	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	270,450.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	97.00	97.00	97.00	97.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	19,594,860.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	LEÓN (スペイン)	1,635,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	KPMG AUDITORES

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLE (スペイン)	7,000.00ユーロ		EM (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	6.25 6.25 6.25	18.75	6.25 6.25 6.25	18.75	監査無し
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	TANGIERS (モロッコ)	MAD 306,160,000.00		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	32.00	32.00	32.00	32.00	DELOITTE
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,561,342.50ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.50	50.50	50.50	50.50	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	240,400.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	80.00	80.00	80.00	80.00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	216,360.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	55.00	55.00	55.00	55.00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	4,558,426.83ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	ERNST&YOUNG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	CAPITAL FEDERAL (アルゼンチン)	ARS 480,930.00		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	1,758,225.50ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	LUJAN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	420,708.40ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	BDO AUDITORES
EÓLICOS DE TIRAJANA, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
EPRESA ENERGÍA, S.A.	CADIZ (スペイン)	2,500,000.00ユーロ		EM (JV)	エンデサS.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
EVACUACIÓN CARMONA 400-220 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	10,003.00ユーロ		EM (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	3.13 3.13 3.13	9.39	3.13 3.13 3.13	9.39	監査無し
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,505,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	70.00	70.00	70.00	70.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,230,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	73.60	73.60	73.60	73.60	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	100,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	5,488,500.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	65.00	65.00	65.00	65.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	8,046,800.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	4,200,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
FOTOVOLTAICA YUNCLILLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
FRONT MARÍTIM DEL BESÒS, S.L.	BARCELONA (スペイン)	6,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	61.37	61.37	61.37	61.37	監査無し
FRV CORCHITOS I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	75,800.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	22,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV GIBALBIN -JEREZ, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	23,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV TARIFA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV VILLALOBILLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L.（単一株主会社）	TERUEL（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FURATENA SOLAR 1, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.（単一株主会社）	PALMA DE MALLORCA（スペイン）	213,775,700.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE（スペイン）	30,936,736.00ユーロ		EM (A)	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.（単一株主会社）	23.21	23.21	23.21	23.21	ERNST&YOUNG
グリネオ・ジェスシオン・サーキュラー社	LEÓN（スペイン）	3,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A.（単一株主会社）	35.00	35.00	-	-	監査無し
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L.（単一株主会社）	SEVILLE（スペイン）	3,006.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN II, S.A.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.（単一株主会社）	BARCELONA（スペイン）	126,210.00ユーロ		FC	エンデサS.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA（スペイン）	1,608,200.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
HIDROFLAMICELL, S.L.	BARCELONA（スペイン）	78,120.00ユーロ		FC	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.（単一株主会社）	75.00	75.00	75.00	75.00	KPMG AUDITORES
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	BADAJOZ（スペイン）	3,500.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	51.00	51.00	51.00	51.00	監査無し
INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN PEÑAFLOR 220 KV, S.L.	MADRID（スペイン）	3,500.00ユーロ		EM (JV)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	41.14	41.14	41.14	41.14	監査無し
INFRAESTRUCTURAS PUERTO SANTA MARÍA 220, S.L.	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L.（単一株主会社） PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L.（単一株主会社）	50.00 50.00	100.00	50.00 50.00	100.00	監査無し
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID（スペイン）	90,000.00ユーロ		EM (A)	BAYLIO SOLAR, S.L.（単一株主会社） FURATENA SOLAR 1, S.L.（単一株主会社） ARANORT DESARROLLOS, S.L.（単一株主会社）	6.41 6.41 6.41	19.23	6.41 6.41 6.41	19.23	監査無し
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID（スペイン）	12,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	30.80	30.80	30.80	30.80	監査無し
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID（スペイン）	11,026.00ユーロ		EM (A)	BAYLIO SOLAR, S.L.（単一株主会社） FURATENA SOLAR 1, S.L.（単一株主会社） ARANORT DESARROLLOS, S.L.（単一株主会社）	7.94 7.94 7.94	23.81	7.94 7.94 7.94	23.81	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (スペイン)	627,126.00ユーロ		EM (A)	ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (単一株主会社)	29.26	29.26	29.26	29.26	ILV AUDIT AND ADVISORY
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (スペイン)	1,099,775.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	35.29	35.29	35.29	35.29	監査無し
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.36	45.36	-	-	監査無し
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (スペイン)	-		PC	ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (単一株主会社)	9.31 9.31 7.98 4.78 4.78	 36.16 	9.31 9.31 7.98 4.78 4.78	 36.16 	監査無し
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	1,820,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	36.50	36.50	36.50	36.50	監査無し
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	4,000.00ユーロ		EM (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	20.58	20.58	20.58	20.58	監査無し
NOVOLITIO RECUPERACIÓN DE BATERÍAS, S.L.	LEÓN (スペイン)	180,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	監査無し
NUCLENOR, S.A.	BURGOS (スペイン)	5,406,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	ERNST&YOUNG
OLIVUM PV FARM 01, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
OXAGESA, A.I.E. (清算中)	TERUEL (スペイン)	6,010.12ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PARAVENTO, S.L.	LUGO (スペイン)	3,006.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	MADRID (スペイン)	1,183,100.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (スペイン)	1,313,100.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (単一株主会社)	LA CORUÑA (スペイン)	5,857,704.37ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	MADRID (スペイン)	120,400.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.17	50.17	50.17	50.17	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	1,007,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	80.00	80.00	80.00	80.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	3,606,072.63ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	75.00	75.00	75.00	75.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	552,920.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	82.00	82.00	82.00	82.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	901,500.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	66.33	66.33	66.33	66.33	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	3,810,340.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	MADRID (スペイン)	6,540,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	75.50	75.50	75.50	75.50	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MUNIESA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	528,880.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	52.00	52.00	52.00	52.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	MADRID (スペイン)	7,193,970.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	58.00	58.00	58.00	58.00	KPMG AUDITORES
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	SANTAREM (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社) ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	49.98 0.02	50.00	49.98 0.02	50.00	KPMG AUDITORES
PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS, S.L. (単一株主会社)	TERUEL (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	BARCELONA (スペイン)	60,101.21ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	12,020.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
PROMOTORES MUDÉJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社) RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (単一株主会社) RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (単一株主会社)	24.75 5.69 6.75	37.19	24.75 5.69 6.75	37.19	監査無し
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (スペイン)	27,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID（スペイン）	250,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA X SERVICIOS, S.L.（単一株主会社）	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し
RENOVABLES ANDORRA, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLE（スペイン）	5,000.00ユーロ		EM (A)	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L.（単一株主会社） FURATENA SOLAR 1, S.L.（単一株主会社） BAYLIO SOLAR, S.L.（単一株主会社） SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L.（単一株主会社） EMINTEGRAL CYCLE, S.L.（単一株主会社） ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	6.24 6.24 6.24 6.24 16.99 22.20	64.15	6.24 6.24 6.24 6.24 16.99 22.20	64.15	監査無し
RENOVABLES BROVALES SEGURA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLE（スペイン）	5,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社） EMINTEGRAL CYCLE, S.L.（単一株主会社）	31.03 33.02	64.05	-	-	監査無し
RENOVABLES LA PEDRERA, S.L.（単一株主会社）	ZARAGOZA（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID（スペイン）	5,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社） STONEWOOD DESARROLLOS, S.L.（単一株主会社）	27.86 16.12	43.98	27.86 16.12	43.98	監査無し
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L.（単一株主会社）	ZARAGOZA（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES TERUEL, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	40.21	40.21	39.24	39.24	監査無し
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	SEVILLE（スペイン）	462,185.88ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
SAN FRANCISCO DE BORJA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	60,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	66.67	66.67	66.67	66.67	KPMG AUDITORES
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (清算中)	SEVILLE (スペイン)	207,340.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SECCIONADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	MALAGA (スペイン)	5,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	37.50	37.50	37.50	37.50	監査無し
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,010.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	10,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	16.00	16.00	16.00	16.00	監査無し
SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	143,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 6, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 7, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 8, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
SHARK POWER REN 9, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 10, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	3,000.00ユーロ		FC	SHARK POWER, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID（スペイン）	175,200.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	28.12	28.12	28.12	28.12	監査無し
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA（スペイン）	2,007,750.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	96.00	96.00	96.00	96.00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	SEVILLE（スペイン）	4,507,590.78ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	64.73	64.73	64.73	64.73	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	SEVILLE（スペイン）	3,286,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	50.00	50.00	50.00	50.00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	SEVILLE（スペイン）	2,404,048.42ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
SOLANA RENOVABLES, S.L.	MADRID（スペイン）	6,246.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	39.90	39.90	49.84	49.84	監査無し
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA（スペイン）	601,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	36.00	36.00	36.00	36.00	AUDIESA
STONEWOOD DESARROLLOS, S.L.（単一株主会社）	MADRID（スペイン）	4,053,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
SUGGESTION POWER, UNIPESSOAL, LDA.	LISBON（ポルトガル）	50,000.00ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CADIZ（スペイン）	12,020,240.00ユーロ		EM (JV)	エンデサS.A.	33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA（スペイン）	2,800,000.00ユーロ		FC	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.（単一株主会社）	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
TAUSTE ENERGÍA DISTRIBUIDA, S.L.	ZARAGOZA（スペイン）	60,508.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	LISBON（ポルトガル）	5,025,000.00ユーロ		EM (JV)	ENDESA GENERACIÓN, S.A.（単一株主会社）	43.75	43.75	43.75	43.75	KPMG AUDITORES
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E.（清算中）	VALENCIA（スペイン）	481,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.（単一株主会社）	45.00	45.00	45.00	45.00	監査無し

会社名	登録事務所	資本金	事業	連結／会計処理方法	株主	2023年12月31日現在の株式保有(%)		2022年12月31日現在の株式保有(%)		監査人
						支配	経済的所有	支配	経済的所有	
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	5,000.00ユーロ		EM (JV)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社) DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社) BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	9.08 8.83 11.66	29.57	9.08 8.83 11.66	29.57	監査無し
TICO SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
TICO SOLAR 2, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
TOLEDO PV, A.I.E.	MADRID (スペイン)	26,887.96ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	KPMG AUDITORES
TORO RENOVABLES 400 KV, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	8.28	8.28	8.28	8.28	監査無し
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,100.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
TRANSFORMADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	5,000.00ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.53	60.53	60.53	60.53	監査無し
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A. (清算中)	GIRONA (スペイン)	72,121.45ユーロ		FC	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (単一株主会社)	73.33	73.33	73.33	73.33	監査無し
TRÉVAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		EM (A)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社) FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	17.77 17.73	35.50	17.77 17.73	35.50	監査無し
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	190,171,521.16ユーロ		FC	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
VIRULEIROS, S.L.	LA CORUÑA (スペイン)	160,000.00ユーロ		FC	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	67.00	67.00	67.00	67.00	監査無し
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算中)	ALMERIA (スペイン)	234,394.72ユーロ		EM (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	監査無し

FC。全連結、PC。比例連結、EM。持分法、JV。ジョイント・ベンチャー、A。関連会社

前へ　次へ

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados del Resultado Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
INGRESOS	5	**25.459**	**32.896**
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	5.1	25.070	32.545
Otros Ingresos de Explotación	5.2	389	351
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		**(16.312)**	**(23.394)**
Compras de Energía	10.1	(6.944)	(12.901)
Consumo de Combustibles	10.2	(2.708)	(4.349)
Gastos de Transporte		(3.213)	(3.603)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	10.3	(3.447)	(2.541)
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	11	**(3.172)**	**(2.217)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		**5.975**	**7.285**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3.2b.1 y 3.2b.3	345	335
Gastos de Personal	12	(1.137)	(955)
Otros Gastos Fijos de Explotación	13	(1.423)	(1.353)
Otros Resultados	14	17	253
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		**3.777**	**5.565**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	15.1	(1.864)	(1.716)
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	15.2	(268)	(162)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**1.645**	**3.687**
RESULTADO FINANCIERO		**(590)**	**(215)**
Ingreso Financiero	16.1	38	236
Gasto Financiero	16.1	(705)	(343)
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	16.2	56	(85)
Diferencias de Cambio Netas	16.1	21	(23)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	17	10	15
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS		**1.065**	**3.487**
Impuesto sobre Sociedades	18	(303)	(891)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		**762**	**2.596**
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		**–**	**–**
RESULTADO DEL PERIODO		**762**	**2.596**
Sociedad Dominante		742	2.541
Participaciones no Dominantes	20.2	20	55
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	19	***0,70***	***2,40***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	19	***0,70***	***2,40***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)	19	***0,70***	***2,40***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)	19	***0,70***	***2,40***

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados de Otro Resultado Global Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO		**762**	**2.596**
OTRO RESULTADO GLOBAL:			
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**(9)**	**266**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	30.1.11 y 37.1	(13)	335
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		2	–
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–
Efecto Impositivo	30.1.10 y 18	2	(69)
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**2.932**	**(1.630)**
Operaciones de Cobertura	30.1.8 y 30.1.11	**3.909**	**(2.207)**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		2.087	(3.378)
Importes Transferidos al Estado del Resultado		1.822	1.171
Otras Reclasificaciones		–	–
Diferencias de Conversión	30.1.11	**–**	**(1)**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		–	–
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
Otras Reclasificaciones		–	(1)
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	30.1.8 y 30.1.11	**–**	**26**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		–	26
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
Otras Reclasificaciones		–	–
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral		**–**	**–**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		–	–
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
Otras Reclasificaciones		–	–
Resto de Ingresos y Gastos que Pueden Reclasificarse Posteriormente al Resultado del Periodo		**–**	**–**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		–	–
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
Otras Reclasificaciones		–	–
Efecto Impositivo	30.1.10 y 18	**(977)**	**552**
RESULTADO GLOBAL TOTAL		**3.685**	**1.232**
De la Sociedad Dominante		**3.665**	**1.176**
De las Participaciones no Dominantes		**20**	**56**

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Otro Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados de Situación Financiera Consolidados

a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022[a]
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE		**28.825**	**30.142**
Inmovilizado Material	5	22.839	22.338
Inversiones Inmobiliarias	32	69	59
Activo Intangible	7	1.646	1.636
Fondo de Comercio	34	462	462
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	36	273	274
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	27	–	–
Otros Activos Financieros no Corrientes	39	663	1.160
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	879	1.249
Otros Activos no Corrientes	38	386	304
Activos por Impuesto Diferido	25	1.608	2.660
ACTIVO CORRIENTE		**12.458**	**19.925**
Existencias	31	2.060	2.122
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	32	5.457	5.687
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		4.912	5.472
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		233	49
Activos por Otros Impuestos		312	166
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27	4	8
Otros Activos Financieros Corrientes	39	1.777	8.677
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.054	2.533
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	2.106	871
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	24	–	27
TOTAL ACTIVO		**41.283**	**50.067**
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	30	**7.204**	**5.758**
De la Sociedad Dominante	30.1	7.017	5.557
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		6.788	4.934
(Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias)		(4)	(5)
Resultado del Período Atribuido a la Sociedad Dominante		742	2.541
Dividendo a Cuenta		(529)	–
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		5	4
Ajustes por Cambio de Valor		(256)	(3.186)
De las Participaciones no Dominantes	30.2	187	201
PASIVO NO CORRIENTE		**19.504**	**23.627**
Subvenciones	29	227	238
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	27	4.348	4.300
Provisiones no Corrientes	27	2.855	2.964
Provisiones por Prestaciones al Personal	27.1	268	278
Otras Provisiones no Corrientes		2.587	2.686
Deuda Financiera no Corriente	41.1	9.636	11.704
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	544	2.408
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	39	8	–
Otros Pasivos no Corrientes	38	578	588
Pasivos por Impuesto Diferido	25	1.308	1.425
PASIVO CORRIENTE		**14.575**	**20.682**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27	427	294
Provisiones Corrientes	27	1.377	1.236
Provisiones por Prestaciones al Personal		–	–
Otras Provisiones Corrientes		1.377	1.236
Deuda Financiera Corriente	41.1	4.091	6.784
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.673	4.990
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	104	51
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	40	6.903	7.327
Proveedores y otros Acreedores		6.242	6.219
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		215	544
Pasivos por Otros Impuestos		446	564
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas		–	–
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**41.283**	**50.067**

[a] Véase Nota 4.

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023

Millones de Euros

	Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 19.1)							
		Fondos Propios							
		Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Período	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes (Nota 19.3)	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2023		**1.271**	**4.934**	**(5)**	**2.541**	**4**	**(3.188)**	**201**	**5.758**
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		–	–	–	–	–	–	–	–
Ajuste por Errores		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Inicial Ajustado		**1.271**	**4.934**	**(5)**	**2.541**	**4**	**(3.188)**	**201**	**5.758**
Resultado Global Total		**–**	**(9)**	**–**	**742**	**–**	**2.932**	**20**	**3.685**
Operaciones con Socios o Propietarios		**–**	**(2.207)**	**1**	**–**	**–**	**–**	**(34)**	**(2.240)**
Aumentos / (Reducciones) de Capital		–	–	–	–	–	–	(7)	(7)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		–	–	–	–	–	–	–	–
Distribución de Dividendos	35.1.(f)	–	(2.207)	–	–	–	–	(27)	(2.234)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	20.1.9	–	–	1	–	–	–	–	1
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Operaciones con Socios o Propietarios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		**–**	**2.541**	**–**	**(2.541)**	**1**	**–**	**–**	**1**
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		–	–	–	–	1	–	–	1
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		–	2.541	–	(2.541)	–	–	–	–
Otras Variaciones		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Final a 31 de diciembre de 2023		**1.271**	**5.259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7.204**

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023.

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022

Millones de Euros

	Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 30.1)							
		Fondos Propios							
		Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Periodo	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes (Nota 30.3)	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2022		**1.271**	**4.232**	**(3)**	**1.435**	**2**	**(1.557)**	**164**	**5.544**
Ajuste por Cambios de Criterios Contables[1]		–	(3)	–	–	–	–	–	(3)
Ajuste por Errores		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Inicial Ajustado		**1.271**	**4.229**	**(3)**	**1.435**	**2**	**(1.557)**	**164**	**5.541**
Resultado Global Total		**–**	**266**	**–**	**2.541**	**–**	**(1.631)**	**56**	**1.232**
Operaciones con Socios o Propietarios		**–**	**(996)**	**(2)**	**–**	**–**	**–**	**(19)**	**(1.017)**
Aumentos / (Reducciones) de Capital		–	–	–	–	–	–	1	1
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		–	–	–	–	–	–	–	–
Distribución de Dividendos	30.1.10	–	(992)	–	–	–	–	(17)	(1.009)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	30.1.9	–	–	(2)	–	–	–	–	(2)
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		–	(4)	–	–	–	–	(3)	(7)
Otras Operaciones con Socios o Propietarios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		**–**	**1.435**	**–**	**(1.435)**	**2**	**–**	**–**	**2**
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		–	–	–	–	2	–	–	2
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		–	1.435	–	(1.435)	–	–	–	–
Otras Variaciones		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Final a 31 de diciembre de 2022		**1.271**	**4.934**	**(5)**	**2.541**	**4**	**(3.188)**	**201**	**5.758**

[1] Véase Nota 4

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Resultado Bruto Antes de Impuestos		1.065	3.487
Ajustes del Resultado:		4.177	2.439
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	15	2.132	1.878
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		2.045	561
Cambios en el Capital Corriente:	46.1	1.011	(3.279)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		360	(294)
Existencias		(934)	(1.319)
Activos Financieros Corrientes		1.781	(1.540)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		(196)	(126)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	46.1	(1.556)	(975)
Cobro de Intereses		77	124
Cobro de Dividendos		25	42
Pagos de Intereses		(480)	(232)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(854)	(532)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(324)	(377)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	46	**4.697**	**1.672**
Pagos por Inversiones	46.2	(2.661)	(8.449)
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		(2.284)	(2.132)
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		–	–
Adquisiciones de otras Inversiones		(377)	(6.317)
Cobros por Desinversiones	46.2	5.751	195
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		20	26
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		27	136
Enajenaciones de otras Inversiones		5.704	33
Otros Flujos de Efectivo de Actividades de Inversión	46.2	106	98
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión		106	98
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	46	**3.196**	**(8.156)**
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	46.3	(21)	(21)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	46.3 y 46.1	3.291	3.910
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	46.3 y 46.1	(1.170)	(9)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	46.3 y 46.1	(7.051)	4.308
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	10.1 y 11, 10.1 y 12 y 46.3	(1.678)	(1.521)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes	30.2 y 46.3	(29)	(15)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	46	**(6.658)**	**6.652**
FLUJOS NETOS TOTALES		**1.235**	**168**
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		–	–
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES		**1.235**	**168**
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	33	**871**	**703**
Efectivo en Caja y Bancos		871	703
Otros Equivalentes de Efectivo		–	–
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	33	**2.106**	**871**
Efectivo en Caja y Bancos		1.281	871
Otros Equivalentes de Efectivo		825	–

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022.

1. ACTIVIDAD Y CUENTAS ANUALES DEL GRUPO

Endesa, S.A. (en adelante, la «*Sociedad Dominante*» o la «*Sociedad*») y sus sociedades filiales integran el Grupo Endesa (en adelante, «*Endesa*»). Endesa, S.A. tiene su domicilio social y fiscal, así como sus oficinas principales en Madrid (España), calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida en España con la forma mercantil de Sociedad Anónima en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y cambió su denominación social por la de Endesa, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997. Desde dicha fecha no se ha producido ningún cambio posterior en su denominación social.

Endesa tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido por las participaciones en otras sociedades. Endesa desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, principalmente en España y Portugal, así como mediante sucursales en varios países europeos, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2023 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 y las de cada una de las sociedades integradas en Endesa, correspondientes al ejercicio 2023, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran en su mayor parte pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme estén presentadas.

En estas Cuentas Anuales Consolidadas se utiliza como moneda de presentación el euro y las cifras se presentan en millones de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Dominante.

La Sociedad está integrada en el Grupo Enel, cuya Sociedad Dominante última es Enel, S.p.A., que se rige por la legislación vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es Enel Iberia, S.L.U. con domicilio social en Madrid, calle Ribera del Loira, 60. El Grupo Enel controla, a través de Enel Iberia, S.L.U. un 70,1 % del capital social de Endesa, S.A. (véanse Notas 35.1.1 y 35.1.8).

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enel correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 10 de mayo de 2023 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

2.1. Normativa contable aplicada

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 27 de febrero de 2024, han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y en las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002, de 19 de julio, del Parlamento Europeo y del Consejo y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables a Endesa y se someterán a la aprobación de la Junta General de Accionistas, estimándose que se aprobarán sin modificaciones.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de Endesa a 31 de diciembre de 2023, del resultado global consolidado de sus operaciones, de los cambios en el Patrimonio Neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en Endesa en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas se han preparado siguiendo las mismas Políticas Contables, Bases de Presentación y Normas de Valoración aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022, a excepción de las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) y cuya primera aplicación por Endesa se ha producido en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 (véase Nota 4), y siguiendo el principio de empresa en funcionamiento mediante la aplicación del método de coste, con excepción de las partidas que, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), se registran a valor razonable, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida. Por otra parte, las partidas del Estado del Resultado Consolidado se clasifican por naturaleza de los costes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 de Endesa han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en Endesa.

Cada Sociedad Dependiente prepara sus Estados Financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y a las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

En la Nota 4 se detallan los cambios en políticas contables que se han producido a la formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

2.2. Principio de empresa en funcionamiento

A 31 de diciembre de 2023 Endesa, como consecuencia de su política financiera y de gestión de tesorería, mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 2.117 millones de euros (757 millones de euros, negativos, a 31 de diciembre de 2022). En este sentido, los estados de liquidez de Endesa previstos para el próximo ejercicio, unido al importe disponible en líneas de crédito a largo plazo que posee la Sociedad (véase Nota 41.4.1), aseguran que ésta disponga de recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones, realizar sus activos y liquidar sus pasivos por los importes con que figuran en el Estado de Situación adjunto.

En consecuencia, los Administradores de la Endesa han preparado los Estados Financieros Consolidados adjuntos aplicando el principio de empresa en funcionamiento.

3. PRINCIPIOS, POLÍTICAS CONTABLES Y NORMAS DE VALORACIÓN

3.1. Estimaciones contables relevantes realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas, que han sido formuladas en sesión del Consejo de Administración de 27 de febrero de 2024, es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea.

En la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Dirección de Endesa para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- Endesa considera que los asuntos relacionados con el Cambio Climático representan un elemento implícito en la aplicación de las metodologías y modelos utilizados en las estimaciones realizadas por la Dirección para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos (véase Nota 5.1).

  A tal efecto, las estimaciones sobre las que el Cambio Climático puede tener un impacto más significativo se refieren, entre otros aspectos, a la vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3.2b y 3.2e), las obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética relativas a los empleados afectados y a los costes futuros para el cierre de las instalaciones (véanse Notas 3.2l y 37.3), y la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2f, 20.3 y 23.3).
- Valoración de activos no financieros para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2f, 20.3 y 23.3).
- Vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3.2b y 3.2e).
- Hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3.2h y 45).
- Impactos derivados de la interpretación de la normativa existente o de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico cuyos efectos económicos definitivos vendrán determinados finalmente por las resoluciones de los organismos competentes, algunas de las cuales están pendientes de emitirse en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véase Nota 6).
- Energía suministrada a clientes pendiente de facturar (véanse Notas 3.2o.1 y 32).
- Devengo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional (véase Nota 6).
- Devengo de la actividad de distribución eléctrica por activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2018, así como los incentivos de la actividad de distribución (véase Nota 6).
- Devengo de la actividad de producción de energía renovable con régimen retributivo específico y cálculo del ajuste por desviaciones en el precio del mercado de acuerdo al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (véanse Notas 6, 9.1 y 39).
- Coste por financiación del Bono Social devengado conforme a lo establecido en el mecanismo de financiación de dicho coste (véase Nota 6).
- Hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y provisiones con los empleados y las fechas y condiciones de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo y los acuerdos de suspensión de contratos (véanse Notas 3.2l.1, 3.2l.2, 37.1 y 37.2).
- Costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3.2b, 3.2c, 3.2e, 3.2l y 37.3).
- Probabilidad de ocurrencia e importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3.2l y 37.3). En particular, para las incertidumbres sobre tratamientos fiscales inciertos, aplica el método del

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

importe más probable para reflejar el efecto de la incertidumbre (véanse Notas 3.2ñ, 18, 25 y 40).
- Hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véanse Notas 3.2ñ y 25.1).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas Anuales Consolidadas futuras.

3.2. Normas de valoración

Las normas de registro y valoración materiales o de importancia relativa utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

a) Principios de consolidación y combinaciones de negocios

a.1. Principios de consolidación

a.1.1. Sociedades y participaciones de Endesa

Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquéllas en las que la Sociedad Dominante tiene control, directa e indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta a sus rendimientos variables, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. En este sentido, se entiende que una sociedad está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando éstos varían en función de la evolución económica de la misma y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables.

La existencia de control se deriva de los derechos sustantivos mantenidos sobre la participada, para lo cual, la Dirección de Endesa aplica su juicio para evaluar si dichos derechos sustantivos le aportan el poder para dirigir las actividades relevantes de la participada con el objetivo de afectar a sus retornos. Para ello, se tienen en cuenta todos los hechos y circunstancias concurrentes a la hora de evaluar si controla o no una participada, analizando factores tales como contratos con terceras partes, derechos derivados de otros acuerdos contractuales, así como derechos de voto reales y potenciales, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder de Endesa o de terceros ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable.

Cuando se producen hechos que afectan al poder sobre la participada, la exposición a los rendimientos variables por la implicación continuada, o la capacidad de utilizar el poder sobre la participada para influir en el importe de los rendimientos, se reevalúa la existencia de control sobre la citada participada.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, Endesa no posee Entidades Estructuradas que, según define la NIF 12 «*Revelación de Participaciones en otras Entidades*», hayan sido diseñadas de modo que los derechos de voto y otros derechos similares no son el factor primordial a la hora de definir el control.

Las Sociedades Dependientes se consolidan desde la fecha de adquisición, que es aquella en la que Endesa obtiene efectivamente el control de las mismas integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de Endesa.

Los resultados de las Sociedades Dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en el Estado del Resultado Consolidado desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

Todos los saldos y transacciones entre las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.

Cuando se realiza una transacción por la que se pierde el control de una Sociedad Dependiente y se retiene una participación en dicha sociedad, el registro inicial de la participación retenida se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control. La diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la pérdida de control de la sociedad previamente controlada se registra en el epígrafe «*Otros Resultados*» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «*Otro Resultado Global*» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos o pasivos relacionados.

Cuando se realiza una transacción por la que se adquiere el control de una sociedad en la que previamente se ostentaba una participación (adquisición por etapas), el registro inicial de la participación anterior se realiza por el valor razonable en el momento de la toma de control. La diferencia entre dicho valor razonable y el valor en libros de la inversión mantenida previamente, se registra en el epígrafe «*Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación*» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «*Otro Resultado Global*» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos y pasivos relacionados. Los cambios en la participación en las Sociedades Dependientes que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio ajustándose el importe en libros de las participaciones de control y de las participaciones no dominantes para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajusten las participaciones no dominantes y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante.

Sociedades no consolidadas por el método de integración global con participación superior al 50 %

Endesa posee una participación superior al 50 % en las sociedades que se detallan a continuación, si bien estas participaciones tienen la consideración de Operación Conjunta, Negocio Conjunto y Sociedades Asociadas ya que Endesa, en virtud del acuerdo de socios suscrito, ejerce control conjunto con el otro partícipe y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma, ejerce control conjunto con el otro socio y tiene derecho a los activos netos de la sociedad o tiene influencia significativa, respectivamente (véase Nota 26):

Sociedad	Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Método de Consolidación
	Control	Económico	
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85,41	85,41	I.P.
Front Marítim del Besós, S.L.	61,37	61,37	M.P. (N.C.)
Renovables Brovales 400 kV, S.L.	64,15	64,15	M.P. (A)
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L.	60,53	60,53	M.P. (A)
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L.	64,05	64,05	M.P. (A)

I.P: Integración Proporcional; M.P: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada

Acuerdos Conjuntos

Un Acuerdo Conjunto es aquel que otorga a 2 o más partes un control conjunto, y para el que las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control.

Estos Acuerdos Conjuntos pueden ser una Operación Conjunta o un Negocio Conjunto, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en el Acuerdo.

Para determinar el tipo de Acuerdo Conjunto que se deriva de un acuerdo contractual en la fecha de cierre contable, la Dirección evalúa la estructura y contenido legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros hechos y factores relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un Acuerdo Conjunto, se reevalúan estos hechos y factores relevantes.

Operaciones Conjuntas

Se consideran Operaciones Conjuntas aquellas entidades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que Endesa y el resto de partícipes tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos.

Las entidades de Operación Conjunta se consolidan, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la parte proporcional de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo, en función del porcentaje de participación de Endesa en dichas entidades, una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de Endesa.

Negocios Conjuntos

Se consideran Negocios Conjuntos aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que Endesa y el resto de los partícipes tienen derecho sobre los activos netos.

Los Negocios Conjuntos se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas por el método de la participación.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el Estado de Situación Financiera Consolidado por la fracción de su Patrimonio Neto que representa la participación de Endesa en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con Endesa, más las plusvalías tácitas que correspondan al fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero en el Estado de Situación Financiera Consolidado a no ser que exista el compromiso por parte de Endesa de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se dota la correspondiente provisión que se registra en el epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resulta-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

dos obtenidos por las mismas que corresponden a Endesa conforme a su participación se incorporan al Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «*Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación*».

Tras la aplicación del método de la participación, para aquellas participaciones cuyo valor incluya plusvalías tácitas derivadas del fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad, o para las que sin darse esta situación puedan existir indicios de deterioro, se evalúa el valor recuperable de la participación y, si éste resulta inferior al valor contable, se reconoce un deterioro por la diferencia entre el valor recuperable de la Sociedad Asociada o Negocio Conjunto, y su valor contable.

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el mayor entre el valor razonable menos los costes de venta de la participación de Enciesa en la empresa participada o el descuento de los flujos de caja futuros que se estima generará dicha sociedad, descontando de dicho importe la deuda a la fecha de cierre de los Estados Financieros, aplicando sobre dicho valor el porcentaje de participación de Endesa en la sociedad.

Si, como consecuencia de obligaciones legales o implícitas y una vez reducido el valor de la participación se produjesen pérdidas adicionales, éstas se reconocerán mediante el registro de un pasivo.

Sociedades Asociadas

Se consideran Sociedades Asociadas aquéllas en las que la Sociedad Dominante, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de explotación de una entidad, sin que suponga la existencia de control o de control conjunto sobre la misma.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable, teniendo en cuenta, igualmente, los derechos de voto potenciales poseídos por Endesa o por otra entidad.

Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que Endesa posee una participación superior al 20 %.

Endesa posee una participación inferior al 20 % en las siguientes sociedades, si bien estas participaciones tienen la consideración de Asociadas ya que Endesa, en virtud del acuerdo de socios suscrito, tiene influencia significativa (véase Nota 26.1):

	Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
Sociedad	**Control**	**Económico**
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19,23	19,23
Energías Limpias de Carmona, S.L.	18,75	18,75
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16,00	16,00
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L.	9,39	9,39
Toro Renovables 400 KV, S.L.	8,28	8,28

Las Sociedades Asociadas se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas por el método de la participación, tal y como se describe en el apartado de negocios conjuntos.

Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por Endesa que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Operaciones Conjuntas, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas presentan un interés desdeñable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Dependientes, las Operaciones Conjuntas, los Negocios Conjuntos y las Sociedades Asociadas de Endesa a 31 de diciembre de 2023 y 2022.

a.1.2. Homogeneización

Los Estados Financieros de las sociedades dependientes, operaciones conjuntas, los negocios conjuntos y sociedades asociadas utilizados para preparar los Estados Financieros Consolidados corresponden a 31 de diciembre de 2023 y se han elaborado de acuerdo con las políticas contables de Endesa. Si alguna de dichas sociedades utiliza políticas contables diferentes éstas son homogeneizadas a las utilizadas por Endesa.

a.1.3. Conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras

La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:

Magnitudes	Tipo de Cambio
Activos y Pasivos	- Tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
Partidas de los Estados de Resultado	- Tipo de cambio medio del ejercicio.
Patrimonio Neto	- Tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición, o - Tipo de cambio medio del ejercicio de su generación, tanto en el caso de los resultados acumulados como de las aportaciones realizadas, según corresponda.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros se registran netas de su efecto fiscal en el epígrafe *«Diferencias de Conversión»* del Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

a.2. Combinaciones de negocio

En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, que constituyen un negocio, son registrados a valor razonable, excepto para determinados activos y pasivos que se valoran siguiendo los principios de valoración establecidos en las Normas. Si este valor razonable se determina de forma provisional, el valor de la combinación de negocios se reconoce por sus valores provisionales. Cualquier ajuste derivado de la finalización del proceso de valoración que no debe superar el plazo de 12 meses posterior a la combinación de negocios, se realizará, en su caso, con la consecuente re-expresión de las cifras comparativas.
En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor razonable de los activos y pasivos de la misma, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como fondo de comercio. En el caso de que la diferencia sea negativa, y una vez revisados los valores razonables de los activos y pasivos netos adquiridos ésta se registra con abono al Estado del Resultado Consolidado. Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gasto a medida que se incurren.

Cualquier contraprestación contingente derivada de una combinación de negocios, se reconoce a valor razonable en la fecha de adquisición. La obligación de pago derivada de una contraprestación contingente se reconoce en el Pasivo o Patrimonio Neto en el Estado de Situación Financiera Consolidado, según cumpla con la definición de estas partidas descrita en la NIC 32 *«Instrumentos Financieros: Presentación»*. El derecho de cobro relacionado con una contraprestación contingente derivado de la devolución de contraprestaciones previamente transferidas se reconoce como un Activo en el Estado de Situación Financiera Consolidado.
El valor de las Participaciones no Dominantes en el valor razonable de los activos netos adquiridos y en los resultados de las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes *«Patrimonio Neto: De las Participaciones No Dominantes»* del Estado de Situación Financiera Consolidado y *«Participaciones No Dominantes»* del Estado de Otro Resultado Global Consolidado.
Si en la fecha de adquisición, los activos y pasivos adquiridos de una sociedad filial no constituyen un negocio, Endesa identificará y reconocerá los activos identificables individualmente adquiridos y los pasivos asumidos, de forma que el coste deberá distribuirse entre los activos identificables individualmente y los pasivos sobre la base de sus valores razonables relativos en la fecha de compra. Esta transacción no dará a lugar a un fondo de comercio.

b) Inmovilizado material

b.1. Costes de adquisición

El inmovilizado material está valorado por su coste, neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el coste también incluye en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente a la financiación específica o, de no existir, la tasa media de financiación de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiación en el ejercicio 2023 ha sido del 3,2 % (1,4 % en el ejercicio 2022) (véase Nota 41.3). El importe activado por este concepto ha ascendido a 12 millones de euros en el ejercicio 2023 (4 millones de euros en el ejercicio 2022) (véase Nota 16).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por este concepto se registran en el Estado del Resultado Consolidado como gasto en el epígrafe *«Gastos de Personal»* y como ingreso en el epígrafe *«Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo»*. En el ejercicio 2023 el importe activado por este concepto ha ascendido a 154 millones de euros (133 millones de euros en el ejercicio 2022).
- Los costes futuros a los que Endesa deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión. Endesa revisa anualmente su estimación sobre los mencionados costes futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que Endesa deberá hacer frente hasta el momento en el que la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E., (Enresa) se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 37.3).

Los elementos adquiridos con anterioridad a 31 de diciembre de 2003 incluyen en el coste de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas para ajustar el valor del inmovilizado material con la inflación registrada hasta esa fecha.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Las obras en curso se traspasan al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su amortización.

Los costes de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor coste de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se imputan al Estado del Resultado Consolidado como coste del ejercicio en que se incurren (véase Nota 13).

Los activos indivisibles en los que Endesa tiene la propiedad compartida con otros propietarios (comunidades de bienes) son registrados por la parte proporcional que le corresponde al mismo en dichos activos (véase Nota 20.4).

En el caso de elementos incorporados al patrimonio de Endesa con el objeto de ser utilizados de forma duradera en su actividad, cuya finalidad sea la minimización del impacto medioambiental y la protección del medioambiente, se registran en las correspondientes partidas del Inmovilizado Material e Intangible, de acuerdo con su naturaleza, valorándose a su precio de adquisición o coste de producción y siendo amortizados linealmente en los años de vida útil.

Tendrán naturaleza de gastos medioambientales los importes devengados en relación con las actividades destinadas a la gestión de los efectos medioambientales de las operaciones de la Sociedad.

El importe de los gastos medioambientales de las citadas actividades, así como aquellos que se produzcan como consecuencia de hechos acaecidos fuera de la actividad ordinaria de Endesa y no se espera que se produzcan con frecuencia, entre los que se incluirán las multas, sanciones y compensaciones a terceros por perjuicios causados por daños medioambientales, se consideran gastos de explotación y se registran en el Estado del Resultado Consolidado en función de su naturaleza.

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3.2f, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, a excepción de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla (véanse Notas 3.2f.4 y 20.3).

b.2. Amortizaciones

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo si lo hubiere, se amortiza, a partir del momento en que se encuentra en condiciones de uso, distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa cuando existen indicios de que pueda haber variado y, si procede, se ajusta de forma prospectiva.

A continuación, se presentan los periodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos durante los ejercicios 2023 y 2022:

	Intervalo de años de vida útil estimada	
	2023	2022
Instalaciones de Generación:		
Centrales Hidroeléctricas		
Obra Civil	100	100
Equipo Electromecánico	50	50
Centrales de Carbón	25-48	25-48
Centrales Nucleares	44-50	44-50
Centrales de Ciclo Combinado	40	40
Renovables		
Fotovoltaicas	30	30
Eólicas	30	30
Instalaciones de Transporte y Distribución:		
Red de Baja y Media Tensión	40	40
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	6-15
Otras Instalaciones	25	25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil ilimitada.

De acuerdo con la Ley 29/1985, de 2 de agosto, modificada parcialmente por la Ley 46/1999, de 13 de diciembre, todas las centrales de producción hidroeléctrica españolas se hayan sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. Según los términos de estas concesiones administrativas, a la terminación de los plazos establecidos, las indicadas instalaciones revierten a la propiedad

del Estado en condiciones de buen uso, estableciéndose su plazo de reversión entre el 2023 y 2078 (véase Nota 37.3). Estas instalaciones se amortizan en el periodo concesional o durante su vida económica, el menor de estos 2 periodos.
Endesa ha evaluado las casuísticas específicas de dichas concesiones concluyéndose que, en ninguno de estos casos, se dan los factores determinantes para aplicar la CINIF 12: «*Acuerdos de Concesión de Servicios*».

b.3. Otros aspectos

Un elemento del inmovilizado material se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.
Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de inmovilizado material se reconocen como resultados del ejercicio en el epígrafe «*Otros Resultados*» del Estado del Resultado Consolidado y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe «*Inversiones Inmobiliarias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado recoge aquellos terrenos e inmuebles que se estima que no se recuperarán en el curso ordinario de los negocios que constituyen el objeto social de Endesa.
Las inversiones inmobiliarias se valoran por su coste de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.
A efectos de determinar el valor de mercado razonable de las inversiones inmobiliarias se solicitan valoraciones a expertos independientes reconocidos oficialmente que realizan su mejor estimación de valor teniendo en cuenta el mayor y mejor uso del inmueble conforme a su situación urbanística y al estado de conservación actual del mismo, en caso de construcciones. Las inversiones inmobiliarias, excluidos los terrenos, se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil. La vida útil media de dichas inversiones inmobiliarias es de 50 años.
Una inversión inmobiliaria se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.
Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de inversiones inmobiliarias se reconocen como resultados del ejercicio en el epígrafe «*Otros Resultados*» del Estado del Resultado Consolidado y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa los beneficios económicos futuros que surjan de otros activos adquiridos en una combinación de negocios que no se identifican individualmente ni se reconocen por separado (véase Nota 3.2a).
Los fondos de comercio no se amortizan, sino que se asignan a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) o conjunto de ellas y, al cierre de cada ejercicio contable, se procede a estimar si se ha producido en ellos algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un importe inferior al coste neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno saneamiento.
Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3.2f, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

e) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan linealmente en su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, que no se amortizan.
A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen activos intangibles con vida útil indefinida.
Un activo intangible se da de baja en cuentas cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.
Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de activos intangibles se reconocen como resultados del ejercicio en el epígrafe «*Otros Resultados*» del Estado del Resultado Consolidado y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.
Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la Nota 3.2f.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

e.1. Concesiones

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 «*Acuerdos de Concesión de Servicios*» se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que Endesa reconoce los activos como inmovilizado material (véase Nota 3.2b), éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o el plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por Endesa, se considera en los cálculos de deterioro de valor del inmovilizado como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras. Si Endesa tiene los activos cedidos en uso a cambio de una contraprestación, se aplican los criterios establecidos en la Nota 3.2g.

e.2. Gastos de investigación y desarrollo

Endesa sigue la política de registrar como activo intangible en el Estado de Situación Financiera Consolidado los costes de los proyectos en fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de desarrollo se amortizan durante su vida útil de acuerdo con un plan sistemático que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años.

Los costes de investigación se registran como gasto en el Estado del Resultado Consolidado. El importe de dichos costes en el Estado del Resultado Consolidado ha ascendido a 114 millones de euros en el ejercicio 2023 (123 millones de euros en el ejercicio 2022) y para todos ellos se ha solicitado u obtenido la certificación de una entidad acreditada por la Entidad Nacional de Acreditación en España (ENAC) y un Informe Motivado Vinculante (IMV) por el Ministerio de Ciencia e Innovación.

e.3. Otros activos intangibles

Estos activos, entre otros, corresponden a:

- Programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años. Durante los ejercicios 2023 y 2022 se han activado 31 millones de euros y 40 millones de euros de gastos de personal, respectivamente.
- Carteras de clientes adquiridas mediante combinación de negocios, como consecuencia de las operaciones de fusión de GEM Suministro Gas 3, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas, S.L.U., llevadas a cabo en los ejercicios 2012 y 2015, respectivamente, que se reconocen inicialmente por su valor razonable en la fecha de adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. El método de amortización de las mencionadas carteras es decreciente a lo largo de su vida útil y, a 31 de diciembre de 2023, oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.

e.4. Costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente

Los costes incrementales de obtener un contrato son aquellos costes en los que se incurre para obtener un contrato con un cliente y en los que no se habría incurrido si el contrato no se hubiera obtenido.

Endesa reconoce los costes incrementales de la obtención de contratos con clientes como un activo intangible, en la medida que estén relacionados directamente con un contrato o un contrato futuro que pueda ser identificado específicamente y del cual se esperen recuperar dichos costes.

Dicho activo se amortiza de forma sistemática en función de la vida media esperada de los contratos con clientes asociados a dichos costes, que, a 31 de diciembre de 2023, oscila en un periodo comprendido entre 1 año y 15 años.

Los costes de obtener un contrato en los que Endesa habría incurrido independientemente de si se obtiene el contrato o no, se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado, cuando tengan lugar.

f) Deterioro de valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y, en cualquier caso, en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista tal indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que se han asignado fondos de comercio o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

Si el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) fuera inferior al valor neto en libros de los activos asociados a la misma, se registra la correspondiente pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al epígrafe «*Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros*» del Estado del Resultado Consolidado, asignándose dicha pérdida por deterioro, en primer lugar, al valor del fondo de comercio asignado a la misma y, a continuación, a los demás activos de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite del mayor entre su valor razonable menos los costes de venta, su valor en uso y cero.
Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con abono al Estado del Resultado Consolidado, con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento. En el caso del fondo de comercio, los saneamientos realizados no son reversibles.

f.1. Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

Endesa considera que los activos del negocio de generación eléctrica, que pertenecen a un mismo sistema interconectado, y los del negocio de distribución eléctrica, que perciben una retribución conjunta, constituyen una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).
Las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) más significativas existentes a 31 de diciembre de 2023 y 2022 son las siguientes:

Negocio	Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)	Descripción	Principales Características
Generación	Generación de la Península Ibérica	- La gestión de todos los activos de generación de la Península Ibérica, salvo las centrales de carbón, se realiza bajo un enfoque de portfolio integrado, cuyo objetivo último es maximizar el margen integrado de la generación y la comercialización de electricidad.	- Todos los activos se gestionan de forma conjunta, independientemente del tipo de tecnología (ciclo combinado, fuel, nuclear y renovable, incluyendo hidroeléctrica), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología, la demanda y la necesidad de cubrir las restricciones técnicas del Sistema, entre otros aspectos. - La gestión conjunta y la diversificación de la cartera de generación permite a Endesa responder de forma elástica y flexible a las necesidades de la demanda mediante ofertas en distintos mercados, coordinados por un único representante y sujeto liquidador garantizando la seguridad del suministro. - La toma de decisiones sobre las operaciones se realiza en función de la capacidad instalada de todo el parque de generación y con un enfoque de gestión del margen integrado tratando de optimizar las compras y ventas de electricidad.
	Generación por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla	- Cada uno de estos ámbitos geográficos forman una Unidad Generadora de Efectivo (UGE), al realizarse dentro de cada uno de ellos una gestión conjunta de los activos, por tratarse de territorios aislados o poco conectados, en los que existe una retribución regulada que remunera las especificidades de cada ámbito geográfico y unos criterios diferenciados de ordenación de la actividad a nivel de cada Comunidad o Ciudad Autónoma.	
Distribución	Distribución	- Los activos de la red de distribución en España constituyen una única Unidad Generadora de Efectivo (UGE), al estar dicha red de distribución formada por un conjunto de activos interrelacionados y dependientes entre sí cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestionan de forma conjunta.	

f.2. Cálculo del importe recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por este último el valor actual de los flujos de caja futuros estimados a través de su utilización en el curso normal del negocio y, en su caso, de su enajenación u otra forma de disposición, teniendo en cuenta su estado actual.
Para estimar el valor en uso, Endesa prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Dirección de Endesa sobre los ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren los próximos 3 años, salvo en las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla en las que las previsiones cubren los próximos 5 años, estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, tomando en consideración el valor residual, si lo hubiese, y aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas de crecimiento para el sector.
Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas, de forma general, entre los analistas para el negocio y la zona geográfica.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

f.3. Principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso

Los modelos utilizados por Endesa para la determinación de las variables de mercado empleadas en la determinación del valor en uso manejan el escenario que consideran más probable. En cualquier caso, a lo largo del ejercicio Endesa realiza, entre otros aspectos, un seguimiento de la evolución de las principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso al objeto de evaluar si algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro desde la fecha de cierre del ejercicio anterior.

Tasas de descuento

Las tasas de descuento antes de impuestos aplicadas en los ejercicios 2023 y 2022 a las principales Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) se encuentran en los siguientes rangos:

%

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Moneda	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Generación Península Ibérica	Euro	8,0	9,3	6,4	7,7
Generación Territorios No Peninsulares (TNP)					
Baleares	Euro	8,6	8,6	7,6	7,6
Canarias	Euro	6,3	6,3	5,7	5,7
Ceuta	Euro	–	–	–	–
Melilla	Euro	6,9	6,9	6,9	6,9
Distribución	Euro	5,9	7,7	4,6	6,1

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2023, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha subido significativamente, debido, entre otras, a las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual que han motivado 6 subidas de tipo de interés del Banco Central Europeo (BCE) durante el ejercicio 2023, pasando del 1,02 % en el ejercicio 2022 al 3,26 % en el ejercicio 2023 y la prima de riesgo del negocio, que se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, se ha mantenido tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

Tasas de crecimiento

Las tasas de crecimiento medias empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2023 y 2022 (tasa g) han sido las siguientes:

%

	2023	2022
Generación Península Ibérica	0,0 - 2,4	0,0 - 3,3
Generación Territorios No Peninsulares (TNP) [a]		
Baleares	0,0	0,0
Canarias	0,0	0,0
Ceuta	0,0	0,0
Melilla	0,0	0,0
Distribución	2,1	1,6

[a] En las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla no se aplica una tasa de crecimiento porque se prevé una continuidad de los flujos de caja del negocio regulado de generación.

Estas tasas de crecimiento, que no superan la tasa media de crecimiento a largo plazo del Sector y los mercados en los que Endesa opera, se adecúan a la inflación a largo plazo de España, estando alineadas con las estimaciones del consenso del mercado.

Hipótesis clave

Con estas premisas, el enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas ha tenido en consideración los siguientes conceptos y/o parámetros:

Conceptos y/o Parámetros	Descripción
Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica y de la Demanda de Gas	- La estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la previsión de incremento del Producto Interior Bruto (PIB) además de otros supuestos utilizados por Endesa respecto a la evolución del consumo de electricidad y gas en estos mercados.
Medidas Regulatorias	- Una parte importante del negocio de Endesa está regulado y sujeto a una normativa amplia y compleja, que podría ser objeto de modificación, bien mediante la introducción de nuevas leyes, bien por modificaciones de las ya vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas otras que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
Hidraulicidad y Eolicidad Media:	- Las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hidráulica y eólica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.
Capacidad Instalada	- En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de telegestión, y en la actividad de comercialización las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de otros productos y servicios.
«Mix» de Producción	- Para la determinación del «*mix*» de producción se utilizan complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente y que tienen en cuenta factores tales como precios y disponibilidad de materias energéticas (petróleo «*Brent*», gas, carbón, etc.), evolución prevista de la demanda, planes de obra o de entrada en producción de nueva potencia en las distintas tecnologías. Estos modelos están en constante modificación, tomando en cuenta las variaciones que se van produciendo en aspectos tales como disponibilidad del parque de producción, disponibilidad de combustibles o entrada de nuevas plantas en explotación, y arrojan señales de precio en el Sistema, así como previsiones de costes de producción, a partir de los cuales se proyectan las producciones del parque de generación.
Hipótesis de Precios de Venta y Compra de Energía	- Las hipótesis de precios de venta y compra de energía se basan en complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del «*pool*» previsto se estima teniendo en cuenta distintos escenarios respecto a la evolución prevista de una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías, la demanda eléctrica, los precios de las «*commodities*» y otras variables de mercado y macroeconómicas, y, como resultado de dichos modelos, se considera el escenario más probable. A tal efecto, la evolución del precio del «*pool*» de la electricidad impacta principalmente en la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica.
Los Precios de Comercialización de la Electricidad y del Gas	- Los precios de comercialización de la electricidad y del gas se determinan sobre la base de los precios establecidos en los contratos de venta suscritos y de los precios a futuro de la energía.
Estimación de los Costes de Combustibles	- Para la estimación de los costes de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados «*forward*» y estimaciones disponibles de analistas.
Costes Fijos	- Los costes fijos se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla como a otros costes de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes.
Derechos de Uso	- Para la determinación del valor en uso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) que incorporan derechos de uso, se han excluido las cuotas fijas incluidas en el pasivo por arrendamiento.
Hipótesis Relacionadas con el Entorno Macroeconómico	- Se consideran siempre fuentes externas (analistas, Organismos Oficiales nacionales o internacionales, etc.) como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del Producto Interior Bruto (PIB), variación de la demanda, inflación, variaciones de tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.
Cambio Climático	- Escenarios de transición energética e impactos del Cambio Climático utilizados en los modelos de valoración (véase Nota 5.1).

A continuación, se detallan las hipótesis clave utilizadas para la determinación del valor en uso de los test de deterioro de valor de los activos no financieros a 31 de diciembre de 2023 (Plan Estratégico 2024-2026).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

	2024	2025	2026
Precio del Brent ($ / bbl)	84	81	75
Dióxido de Carbono (CO2) (€ / t)	93	98	102
Precio del Gas TTF (€/MWh)	50	44	35
Precio del Gas PVB (€/MWh)	47	42	35
Demanda de Electricidad Península Ibérica (TWh)	248	254	260
Índice de Precios al Consumo (IPC) (medio) (%)	2,7	1,9	1,9
Crecimiento Producto Interior Bruto (P.I.B.) España (%)	1,5	1,9	1,9
Precio Medio Aritmético Mercado Diario de Electricidad (€/MWh)	106	88	74

f.4. Test de deterioro

- Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.
  A 31 de diciembre de 2023 y 2022 al objeto de adecuar el valor neto contable de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla con su valor recuperable se ha registrado un deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 90 millones de euros y 36 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 15 y 20.3).
  La dotación por deterioro registrada en los ejercicios 2023 y 2022 es consecuencia, principalmente, de la variación en la tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de estos activos en línea con las subidas de tipo de interés del Banco Central Europeo durante ambos ejercicios. Adicionalmente, en el ejercicio 2022, en la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Baleares se registró una reversión de pérdidas por deterioro debido a la mejora en los flujos de la variación de circulante que compensaron el efecto negativo de la subida de la tasa de descuento.
- Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).
  A 31 de diciembre de 2023 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 7 millones de euros como consecuencia de la solicitud de prórroga de la concesión del Terminal que, como máximo, podría llegar hasta el año 2057 (véanse Notas 15 y 20.3).
  A 31 de diciembre de 2022 se registró una dotación por deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 30 millones de euros, considerando como horizonte temporal el plazo de concesión del Terminal hasta 2032.

f.5. Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 Endesa ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad sobre los resultados de los test de deterioro descritos, a través de las variaciones razonables de las principales hipótesis clave manteniendo constantes el resto de variables conforme al siguiente detalle por Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs):

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023					
	Generación Península Ibérica		Generación Territorios No Peninsulares (TNP)		Distribución	
	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Aumento en 50 p.b. de la Tasa de Descuento	(2.885)	–	(21)	–	(3.022)	–
Aumento en 100 p.b. de la Tasa de Descuento	(5.368)	–	(41)	–	(5.343)	–
Disminución en 50 p.b. de la Tasa de Crecimiento	–	(2.452)	–	(3)	–	(2.839)
Disminución en 5 % del Precio del «Pool»	–	(243)	–	Na	–	Na
Incremento del 5 % de los Costes de Operación y Mantenimiento	(524)	–	(58)	–	(226)	–
Incremento del 5 % de las Inversiones de Mantenimiento	(351)	–	(10)	–	(373)	–
Disminución del 1 % de la Demanda de Electricidad	–	(301)	–	(6)	–	Na

A 31 de diciembre de 2023, como resultado de dicho análisis de sensibilidad, se concluye que una modificación desfavorable en las hipótesis clave utilizadas dentro de los rangos considerados, manteniendo sin cambios el resto de variables, no resultaría en un deterioro de activos, salvo los activos de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla y de los activos del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz), cuyo valor en libros se ha ajustado al valor en uso.

g) Arrendamientos

Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Al inicio de un contrato Endesa evalúa si es, o contiene, un arrendamiento, y analiza si se incluyen varios componentes para contabilizar de forma separada el arrendamiento del resto de componentes que no constituyen un arrendamiento.

g.1. Arrendatario

Cuando el contrato contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales, Endesa distribuye la contraprestación del contrato a cada componente del arrendamiento en función del precio individual relativo del componente de arrendamiento, y el precio individual agregado de los componentes que no sean arrendamiento.
Los arrendamientos en los que Endesa actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato registrando en el Estado de Situación Financiera Consolidado como un activo por derecho de uso que representa el derecho a la utilización del activo arrendado y un pasivo por el valor presente de la obligación de realizar los pagos de arrendamiento durante el plazo del mismo.
En el momento inicial el activo por derecho de uso se medirá al coste que comprenderá el importe de la valoración inicial del pasivo por arrendamiento, así como cualquier pago por arrendamiento efectuado en la fecha de comienzo o antes de esta, descontando cualquier incentivo de arrendamiento recibido, más cualquier coste directo inicial incurrido y una estimación de los costes que se incurrirán al desmantelar y eliminar el activo subyacente, rehabilitar el lugar en el que se ubique o devolver dicho activo a la condición exigida según el contrato.
Para determinar el plazo de los arrendamientos Endesa ha considerado el periodo no revocable del contrato salvo para aquellos contratos en los que disponga de una opción unilateral de ampliar o terminar, en cuyo caso se ha considerado el periodo ampliado o terminado anticipadamente, si existe razonable certeza de que se vaya a ejercer tal opción. En este aspecto, Endesa ha tomado en consideración el horizonte temporal contemplado en el proceso presupuestario.
Con posterioridad al reconocimiento inicial, Endesa valora el activo por derecho de uso al coste menos la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro, ajustándose asimismo por cualquier cambio en la valoración de los pasivos por arrendamientos asociados.
Los derechos de uso se amortizan en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.
El valor inicial del pasivo por arrendamiento se calcula, en la fecha de comienzo del arrendamiento, como el valor de los pagos futuros por el mismo, que no estén abonados en dicha fecha, y descontados, con carácter general, al tipo de interés implícito del contrato. De no disponerse el tipo de interés implícito del arrendamiento, Endesa utiliza la tasa incremental de sus préstamos, considerando el plazo del contrato y el tipo de activo subyacente. Estos pagos comprenderán los pagos fijos o sustancialmente fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento a recibir por parte de Endesa, así como los pagos variables que dependen de un índice o tipo, las cantidades que Endesa espera pagar por garantías del valor residual del activo subyacente, el precio de ejercicio de la opción de compra si Endesa tiene la certeza razonable que la va a ejercitar y los pagos de penalizaciones por rescisión del arrendamiento si el plazo de arrendamiento refleja el ejercicio por parte de Endesa de la opción de cancelación anticipada.
Posteriormente, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar el interés sobre el pasivo por arrendamiento y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre carga financiera y reducción de la deuda. La carga financiera se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene un tipo de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar.
El pasivo por arrendamiento se deberá reevaluar cuando ocurran ciertos cambios en los pagos tales como por ejemplo cambios en el plazo de arrendamiento o cambios en los pagos futuros. En estos casos, generalmente, se deberá reconocer el importe de la reevaluación del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por el derecho de uso.
Las cuotas de arrendamiento variables, así como aquellas cuotas contingentes cuando es probable que se vaya a incurrir en las mismas, se registran como un gasto en el Estado del Resultado Consolidado.
En el caso de arrendamientos a corto plazo y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD) Endesa ha optado por reconocer los importes devengados por los mismos como gasto de forma lineal a lo largo del periodo de arrendamiento.

g.2. Arrendador

Para un contrato que contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales de arrendamiento o que no son arrendamientos, Endesa distribuye la contraprestación del contrato del mismo

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

modo que se hace para los ingresos ordinarios procedentes de los contratos con clientes (véase Nota 3.2o.1).
Los arrendamientos en los que Endesa transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo subyacente se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.
Los arrendamientos financieros se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo financiero por el valor actual de los pagos mínimos a recibir por el arrendamiento más el valor residual del activo, descontados al tipo de interés implícito del contrato. Estos pagos comprenderán los pagos fijos o sustancialmente fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por pagar, así como los pagos variables que dependen de un índice o tipo, cualquier garantía del valor residual del activo subyacente proporcionada al arrendador por el arrendatario, el precio de ejercicio de la opción de compra si el arrendatario tiene la certeza razonable que la va a ejercitar y los pagos de penalizaciones por rescisión del arrendamiento si el plazo de arrendamiento refleja el ejercicio por parte del arrendatario de la opción de cancelación anticipada. La diferencia entre el activo financiero registrado y la cantidad a cobrar, correspondiente a intereses no devengados, se imputará en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio en que dichos intereses se devenguen, de acuerdo con el método del tipo de interés efectivo.

En los arrendamientos operativos Endesa reconoce los pagos por el arrendamiento como ingresos de forma lineal. Asimismo, reconocerá como un gasto los costes, incluyendo la depreciación, incurridos para obtener los ingresos del arrendamiento.

g.3. Transacciones de venta con arrendamiento posterior

Endesa aplica los requerimientos para la determinación de cuando se satisface una obligación de ejecución de acuerdo al reconocimiento de ingresos ordinarios de los contratos con clientes para establecer si la transferencia de un activo debe reconocerse como la venta de ese activo (véase Nota 3.2o.1).
Si se cumplen los criterios de reconocimiento de la venta, Endesa, como arrendatario-vendedor, medirá el activo por derecho de uso derivado del arrendamiento posterior como una proporción del valor contable previo del activo relacionado con los derechos de uso conservados por Endesa, reconociéndose sólo el importe de cualquier pérdida o ganancia que se refiera a los derechos transferidos al comprador.
Si no se cumplen los criterios de reconocimiento de la venta, Endesa, como arrendatario-vendedor, continúa registrando el activo y reconoce un pasivo financiero por la contraprestación recibida (véase Nota 3.2h.4).

h) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero, o a un instrumento de patrimonio, en otra entidad.

h.1. Clasificación y valoración de los activos financieros excepto instrumentos financieros derivados

A efectos de valoración, Endesa clasifica sus activos financieros en la fecha de su reconocimiento inicial teniendo en consideración el modelo de negocio y las características de los flujos de efectivo contractuales, ya sean permanentes o temporales, en las siguientes categorías:

- Activos financieros a coste amortizado: se registran a su coste amortizado, si éstos se gestionan con un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para percibir flujos de efectivo contractuales y las condiciones contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe de principal pendiente. En el reconocimiento inicial el coste amortizado corresponde al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.
  El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del coste amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.
- Activos financieros a valor razonable con cambios en el Estado de Otro Resultado Global: se registran inicialmente a su valor razonable si se gestionan con un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales y vender activos financieros, y las condiciones contractuales dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe de principal pendiente. En el reconocimiento inicial a valor razonable incluyen los costes de transacción directamente atribuibles a la adquisición. En periodos posteriores estos activos se valoran a valor razonable reconociendo la pérdida o ganancia en el Estado de Otro Resultado Global, si bien los intereses devenga-

dos se reconocerán en el Estado del Resultado. Los importes reconocidos en el Estado de Otro Resultado Global, excepto si se tratan de instrumentos de patrimonio asignados en su reconocimiento inicial en esta categoría, se reconocen en el Estado del Resultado en el momento en el que tiene lugar la baja de los activos financieros.

- Activos financieros obligatoriamente a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado: se incluyen los activos financieros mantenidos para negociar, siendo éstos los que se originan o adquieren con el objeto de realizarlos a corto plazo o son parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que se gestionan conjuntamente y existe evidencia de actuaciones para obtener ganancias a corto plazo o son instrumentos financieros derivados que no cumplen la definición de contrato de garantía financiera ni hayan sido designados como instrumentos de cobertura contable. Se registran inicialmente a valor razonable más los costes de transacción directamente atribuibles a la transacción. En periodos posteriores estos activos se valoran a valor razonable reconociendo la pérdida o ganancia en el Estado del Resultado Consolidado.
  Endesa ha designado en esta categoría los instrumentos de patrimonio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.
Los criterios de deterioro de los activos financieros se describen en la Nota 3.2h.3.

h.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones con vencimiento contractual a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios en su valor.
Los descubiertos bancarios se reconocen en el Estado de Situación Financiera Consolidado como deuda financiera con entidades de crédito.
Los depósitos a la vista con restricciones de uso que surgen de un contrato con un tercero se consideran «*Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes*» siempre y cuando las restricciones contractuales sobre el uso de los importes mantenidos en los mismos no cambien la naturaleza del depósito y Endesa pueda acceder a dichos importes.

h.3. Deterioro del valor de los activos financieros

Endesa para determinar la necesidad de registrar un deterioro de valor en los activos financieros, aplica el método de pérdidas crediticias esperadas, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial, cuentas a cobrar por arrendamientos y activos contractuales derivados de contratos con clientes incluidos en la categoría «*Activos Financieros a Coste Amortizado*», se determinan las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida de los activos financieros, de forma colectiva, agrupados por tipología de cliente y mercado.
  Los porcentajes de impago se calculan separadamente para cada uno de los colectivos identificados, agrupados por vencimiento, tipología de cliente y mercado, en base a la experiencia histórica de impago de los últimos 36 meses y teniendo en consideración la probabilidad de que una cuenta a cobrar evolucione a los siguientes escenarios, hasta el cobro o la baja definitiva.
- Para el resto de los activos financieros se tienen en consideración los siguientes aspectos:
  - Para los activos financieros en los que existe una identificación individualizada de la contraparte, se realiza una evaluación individual tanto de la probabilidad de impago como la pérdida en caso de impago. La multiplicación de ambos factores por la exposición neta en caso de impago permite calcular la pérdida esperada.
  - Para aquellos activos de gran volumen y características similares, se agrupan por naturaleza y se realiza una estimación de la pérdida esperada del conjunto.

No obstante, lo anterior, se determinan las pérdidas crediticias esperadas de forma individualizada sobre los activos para los que existe evidencia objetiva de que Endesa no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los contratos.
Al evaluar si para un activo financiero, o grupo de activos financieros, si el riesgo ha aumentado de forma significativa, Endesa utiliza la modificación en el riesgo de impago que va a ocurrir durante toda la vida esperada del instrumento.
Endesa reconoce la pérdida por deterioro de los activos financieros a coste amortizado mediante el registro de una cuenta correctora. El valor contable se elimina contra la cuenta correctora cuando dicho deterioro se considera irreversible. La pérdida por deterioro de valor en cuentas a cobrar de origen comercial, por arrendamientos y activos contractuales derivados de contratos con clientes, se reconoce como gasto en el epígrafe «*Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros*» del Estado del Resultado Consolidado y en el resto de los activos financieros se reconoce como gasto en el epígrafe «*Gasto Financiero*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 15 y 16, respectivamente). En ejercicios posteriores será reversible hasta el límite del valor del coste amortizado que los activos tendrían de no haber sido deteriorados. Si el deterioro fuese irreversible, se elimina el valor contable del activo financiero contra la cuenta correctora de activo.
A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no existen activos financieros vencidos por importe significativo que no tengan origen comercial (véase Nota 42.5).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

h.4. Clasificación y valoración de pasivos financieros excepto instrumentos financieros derivados

A efectos de valoración, Endesa clasifica sus pasivos financieros en la fecha de su reconocimiento inicial:

- Pasivos financieros a coste amortizado: incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar y se registran inicialmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a coste amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (véase Nota 3.2h.1).
- Pasivos financieros a valor razonable: se registran inicialmente a su valor razonable siendo éste el precio de la transacción. Los costes incurridos en la transacción se registran como gasto a medida que se incurren. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se reconocen a valor razonable registrando las variaciones en el Estado del Resultado.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.
Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el Estado de Situación Financiera Consolidado como para la información sobre el mismo que se incluye en la Nota 41.3, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo y deuda a tipo de interés variable:

- La deuda a tipo de interés fijo es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente.
- La deuda a tipo de interés variable es aquella emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función del tipo de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos de fondos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

Enciesa tiene contratadas con diversas entidades financieras operaciones de gestión del pago a los proveedores («*confirming*») (véase Nota 40), parte de las cuales incorporan criterios de Sostenibilidad. Los pasivos comerciales cuya liquidación es gestionada por entidades financieras se registran en la partida «*Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar*» del Estado de Situación Financiera Consolidado en la medida en que Endesa únicamente ha cedido la gestión de pago a las entidades financieras, no recibe ninguna financiación de las entidades financieras y se mantiene como obligado primario al pago de las deudas frente a los acreedores comerciales.
Los acuerdos de «*confirming*» suscritos por Endesa no contemplan garantías adicionales otorgadas a las entidades financieras, cambios en los tipos de interés o modificación de los plazos de pago de las deudas con respecto a las condiciones otorgadas a los acreedores comerciales.
A 31 de diciembre de 2023 no hay operaciones de gestión del pago a los proveedores («*confirming*») entre empresas de Grupo.

h.5. Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por Endesa corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio o de precios de materias energéticas (electricidad, combustible, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)), y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.
Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Si su valor es positivo se registran en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*», de Activos Corrientes o no Corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, tanto si se trata de derivados financieros, como si son derivados sobre materias energéticas. Si su valor es negativo, se registran en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*», de Pasivo Corriente o no Corriente según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, tanto si son derivados financieros, como si son derivados sobre materias energéticas.
Los cambios en el valor razonable se registran en el Estado del Resultado Consolidado salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den las condiciones establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) para aplicar contabilidad de coberturas, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose las variaciones de valor de ambos en el Estado del Resultado Consolidado.
- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado (véase Nota 35.1.6). La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa al Estado del Resultado Consolidado a medida que el subyacente tiene impacto en el Estado del Resultado Consolidado por el riesgo cubierto. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el Estado del Resultado Consolidado.

Una cobertura sólo resulta de aplicación cuando existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura, el riesgo de crédito de la partida cubierta no ejerce un efecto dominante sobre los cambios de valor resultantes de esa relación económica y el ratio de cobertura de la relación de cobertura es la misma que la resultante de la cantidad de la partida cubierta que Endesa realmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Endesa evalúa al inicio de la relación de cobertura y de forma continua, si la relación cumple los requisitos de la eficacia de forma prospectiva. Asimismo, evalúa la eficacia en cada cierre contable o cuando se producen cambios significativos que afecten a los requisitos de la eficacia.

Endesa realiza una evaluación cualitativa de la eficacia, siempre que las condiciones fundamentales del instrumento y de la partida cubierta coincidan. Cuando las condiciones fundamentales no son plenamente coincidentes, Endesa utiliza un derivado hipotético con condiciones fundamentales equivalentes a la partida cubierta para evaluar y medir la ineficacia.

La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido o si se han dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas. A estos efectos, la sustitución o renovación del instrumento de cobertura no es una expiración o finalización, siempre que la operación sea consistente con el objetivo de riesgo de Endesa.

Cuando se discontinúa la contabilidad de coberturas en una cobertura de flujos de efectivo, el importe acumulado en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado no se reconoce en el Estado del Resultado Consolidado hasta que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran (véase Nota 35.1.6). Por el contrario, los importes acumulados en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado se reconocen en el Estado del Resultado Consolidado cuando se deja de esperar que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran.

h.5.1. Derivados de materias energéticas

En Endesa la gestión de riesgos se realiza a nivel de margen integral, lo que implica que el riesgo y las posiciones de las diferentes actividades del negocio se tratan a través de una única visión consolidada del riesgo y de un único proceso de decisión de coberturas. Este proceso de decisión está soportado por el análisis del riesgo y del mercado, que tienen como resultado la toma de mandatos a mercado. En este aspecto se realiza una representación de los activos industriales y de las exposiciones a las que están sometidos los resultados de la empresa y, en base a ello, se proponen diferentes estrategias con la motivación de anular o reducir parcialmente el riesgo de los activos de la cartera industrial. Estos mandatos tienen una clara relación con el subyacente y surgen de decisiones de coberturas que se toman únicamente por criterios de negocio. Por este motivo, Endesa puede optar por designar una relación de cobertura entre un instrumento de cobertura y una partida cubierta y no aplicar su clasificación como cobertura contable, aunque su objetivo sea gestionar el riesgo. En el caso de estas operaciones:

- Siempre existe un mandato del Comité de Coberturas completamente trazable, que da significado y explicación completa al propósito de cobertura, y
- Están clasificadas en «*European Markets Infrastructure Regulation*» (EMIR), Markets in Financial Instruments Directive (MiFID II) y en Market in Financial Instruments Regulation (MiFIR) como «*Risk Reducing*» o «*Hedge*», siguiendo los estándares de este Reglamento sobre derivados Over The Counter (OTC) y registro de operaciones.

Los cambios en el valor razonable de estos instrumentos financieros de cobertura que no se clasifican como coberturas contables se registran en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.

Endesa tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de materias energéticas, fundamentalmente de electricidad, combustibles, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y garantías de origen con entrega física. Como se ha comentado anteriormente, estos contratos se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como «*Ingresos*» o «*Aprovisionamientos y Servicios*», excepto cuando se dan todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustibles, su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad o gas para comercialización, su venta a clientes finales, y en los de venta de electricidad o gas, la venta a cliente final.
- Las previsiones futuras de Endesa justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la previsión de Endesa.
- El contrato no prevea su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

En estos casos las compras o ventas a plazo se contabilizan como contratos pendientes de ejecución y se registran cuando se ejecutan en las correspondientes partidas de «*Ingresos*» o «*Aprovisionamientos y Servicios*».

h.5.2. «*Power Purchase Agreement*» (PPAs) / «*Virtual Power Purchase Agreement*» (VPPA)

Endesa tiene formalizados contratos de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo, denominados «*Power Purchase Agreement*» (PPAs), mediante los cuales se compromete a la compra o venta de un determinado volumen de energía a un precio determinado.

Cuando estos contratos se liquidan con la entrega física de la electricidad se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como «*Ingresos*» o «*Aprovi-*

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

sionamientos y Servicios», excepto cuando se cumple la excepción de uso propio descrita en la Nota 3.2h.5.1. En estos casos, las compras o ventas a plazo se contabilizan como contratos pendientes de ejecución y se registran cuando se ejecutan en las correspondientes partidas de *«Ingresos»* o *«Aprovisionamientos y Servicios»*.

Cuando estos contratos se liquidan por diferencias, *«Virtual Power Purchase Agreement»* (VPPA), se consideran Derivados dentro del alcance de la NIIF 9 *«Instrumentos Financieros»*, y se valoran a valor de mercado, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como *«Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas»*, salvo que se hayan designado como cobertura a efectos contables y cumplan los requisitos necesarios para aplicar contabilidad de coberturas descritos en la Nota 3.2h.5.

h.5.3. Derivados implícitos

Endesa evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en el Estado del Resultado Consolidado.

h.5.4. Valor razonable

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización a la fecha de cierre del periodo.
- En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, Endesa realiza las valoraciones a través de herramientas internas y calcula el valor razonable de los derivados financieros tomando en consideración variables observables en el mercado, mediante la estimación de los flujos de caja futuros descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa, del último día hábil de cada cierre, convertidos a euros con el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Una vez obtenido el valor de mercado bruto, se realiza un ajuste por riesgo de crédito propio o *«Debt Valuation Adjustment»* (DVA), y por el riesgo de contraparte o *«Credit Valuation Adjustment»* (CVA). La medición del *«Credit Valuation Adjustment»* (CVA) / *«Debt Valuation Adjustment»* (DVA) se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de Endesa. Durante los ejercicios 2023 y 2022 el valor de los ajustes realizados por el riesgo de contraparte *«Credit Valuation Adjustment»* (CVA) y por el riesgo de crédito propio *«Debt Valuation Adjustment»* (DVA) no han sido significativos.

Conforme a los procedimientos antes descritos, Endesa clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo a los niveles señalados en la Nota 3.2p (véase Nota 45).

h.6. Contratos de garantía financiera

Un contrato de garantía financiera es un contrato que exige que el emisor efectúe pagos específicos para reembolsar al tenedor por la pérdida en la que incurre cuando un deudor específico incumpla su obligación de pago, de acuerdo con las condiciones, originales o modificadas, de un instrumento de deuda, tal como una fianza o un aval.

Los contratos de garantía financiera se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de las primas a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valorarán por el mayor de los importes siguientes:

- El importe que resulte de aplicar la política contable relativa a provisiones y contingencias (véase Nota 3.2l).
- El inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado del Resultado Consolidado porque corresponda a ingresos devengados de acuerdo a los principios de la política contable relativa a Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes (véase Nota 3.2o.1).

h.7. Fianzas entregadas y recibidas

En las fianzas entregadas y recibidas por arrendamientos operativos o por prestación de servicios, la diferencia entre el valor razonable y el importe desembolsado se considera un pago o un cobro por anticipado, que se imputará al Estado del Resultado durante el periodo que se preste el servicio o durante el periodo del arrendamiento.

h.8. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja del Estado de Situación Financiera cuando:

- Los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo relacionados con los mismos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más beneficiarios; y,
- Endesa ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control del activo.

Endesa ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2023 y 2022, los cuales han sido considerados *«factoring»* sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véanse Notas 16.1 y 32.1).

Las transacciones en las que Endesa retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido se registran mediante el reconocimiento en cuentas de pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se reconocen en el Estado del Resultado Consolidado siguiendo el método de la tasa de interés efectiva.
Los pasivos financieros son dados de baja del Estado de Situación Financiera cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

h.9. Compensación de activos y pasivos financieros

Un activo financiero y un pasivo financiero son objeto de compensación cuando se tiene el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y se tiene la intención de liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente (véase Nota 43).
Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles en el curso normal de la actividad de la entidad, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia, o de quiebra de la contraparte.

i) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

i.1. Combustible nuclear

El coste de adquisición del combustible nuclear incluye los gastos financieros asignados a su financiación mientras se encuentra en curso. Los gastos financieros activados por este concepto han sido de 2 millones de euros en el ejercicio 2023 (1 millón de euros en el ejercicio 2022) (véase Nota 16). El combustible nuclear en curso se traspasa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa al Estado del Resultado Consolidado en función de la capacidad energética consumida durante el periodo.

i.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), en concreto «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.
El criterio para el reconocimiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) es el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste último es inferior.
- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) que se mantienen con el objetivo de trading constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable menos los costes de venta, con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

i.3. Garantías de origen

Las garantías de origen generadas en relación con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables se miden inicialmente a su coste, que es equivalente a su valor razonable, y se reconocen en el epígrafe de «*Existencias*». Posteriormente se valoran al menor valor entre su coste y el valor neto realizable, salvo que se incorporen al ciclo de producción para lo cual no se realizarán correcciones valorativas siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen, esto es la electricidad, sean vendidos por encima del coste.
Las garantías de origen adquiridas a terceros y que se mantienen con el propósito de acreditar la energía renovable que se comercializa se reconocen inicialmente a su coste de adquisición en el epígrafe de «*Existencias*», que es equivalente a su valor razonable, y se valoran al menor entre su coste y el valor neto de realización. Asimismo, las que se mantienen con el propósito de trading constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.
Los ingresos y gastos derivados de la compraventa de estos certificados se registran en el Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «*Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios*» y «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*», respectivamente, con la consiguiente variación de las correspondientes existencias.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

j) Subvenciones de capital

Se reconocen cuando existe una razonable seguridad de que se cumplen las condiciones asociadas a las mismas. Estos importes se registran en el epígrafe «*Subvenciones*» del Estado de Situación Financiera Consolidado y se imputan a resultados en el epígrafe «*Otros Ingresos de Explotación*» del Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo.

k) Pasivos de contratos con clientes

k.1. Derechos por acometidas de extensión e Instalaciones cedidas de clientes

Endesa recibe compensaciones establecidas legalmente por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de la instalación de acuerdo con la regulación en vigor. Los conceptos incluidos en este epígrafe son:

- Las «*Instalaciones Cedidas de Clientes*», que corresponden a la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, relacionados con instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes.
- Los «*Derechos por Acometidas de Extensión*» asociados con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, en el límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente. Estos «*Derechos por Acometidas de Extensión*» han sido regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, desde el ejercicio 2001 por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y, desde el ejercicio 2013, por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Tanto el activo material como el pasivo de contrato con clientes se registran por el valor razonable del activo en la fecha de cesión y se imputan en el Estado del Resultado Consolidado a lo largo de la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

k.2. Otros pasivos de contratos con clientes

Endesa presenta los contratos con clientes como un pasivo por contrato para reflejar en el Estado de Situación Consolidado la obligación de transferirle bienes o servicios por los cuales ha recibido una contraprestación del cliente (o por los cuales es exigible al cliente un importe en concepto de contraprestación).

l) Provisiones y contingencias

Los pasivos existentes a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado surgidos como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para Endesa cuyo importe y momento de cancelación son inciertos, se registran en el Estado de Situación Financiera Consolidado como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que Endesa tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Asimismo, Endesa mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Los activos y pasivos contingentes se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas en función de la probabilidad de que haya una entrada o salida de recursos, respectivamente, y Endesa informa de los mismos en la Nota 51.

l.1. Provisiones por prestaciones al personal

Planes de prestación definida

Para los planes de prestación definida, Endesa registra el gasto correspondiente a estas provisiones siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Las provisiones por planes de prestación definida representan el valor actual de las provisiones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes. Las pér-

didas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran, netas de su efecto fiscal, directamente en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado (véase Nota 35.1.7).

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios prestados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el epígrafe «*Provisiones no Corrientes: Provisiones por Prestaciones al Personal*» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado, y si es negativa, en el epígrafe «*Otros Activos no Corrientes*» del Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado siempre que se cumplan los requisitos establecidos (véanse Notas 29 y 37.1).

Planes de aportación definida

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados y en los que, por tanto, Endesa ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para éstos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado conforme los empleados prestan sus servicios.

I.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Endesa sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación o suspensión de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en Endesa o suspender temporalmente el contrato de trabajo, recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que Endesa ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores y este consentimiento ha sido comunicado al trabajador individualmente o de forma colectiva a los representantes de los trabajadores. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas se realizarán, una comunicación formal de la empresa al trabajador o a los representantes de los mismos y es improbable que se produzcan cambios significativos en el plan.

Endesa tiene vigentes planes de reducción de plantilla, los cuales se materializaron en los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, o mediante acuerdos suscritos con la representación social de los trabajadores. Estos planes garantizan el pago de una indemnización o el mantenimiento de una percepción periódica durante el periodo de prejubilación o de suspensión del contrato de trabajo.

Endesa sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación, entendiendo como tal el momento en que la empresa no tiene capacidad de evitar su desembolso, en función de los compromisos adquiridos con el trabajador o con los representantes sociales de los mismos. Estos importes se determinan mediante la realización, en su caso, de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actuarial al cierre del periodo. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado.

I.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes en el epígrafe «*Otras Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 10.3 y 37.3, respectivamente). Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «*Existencias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3.2i.2).

Si Endesa no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) que requiera, el coste y la provisión se registran considerando la mejor estimación del precio que Endesa deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de los derechos que no están en posesión de Endesa es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

I.4. Provisiones para cubrir las garantías de origen

Las compañías de Endesa que utilizan garantías de origen en su actividad de comercialización de electricidad deben redimir en el año siguiente las garantías de origen asignadas a los consumidores a los que haya suministrado electricidad durante los meses correspondientes a las garantías a redimir.

La obligación de entrega de garantías de origen realizadas durante el ejercicio se registra en el epígrafe «*Otras Provi-*

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

siones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe *«Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios»* del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 10.3 y 37.3, respectivamente). Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registradas las garantías de origen, destinadas a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe *«Existencias»* del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3.2i.3) y por los precios comprometidos en los contratos forward de compra de garantías de origen que todavía no se han entregado.

Si Endesa no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todas las garantías de origen que requiera, el coste y la provisión se registran considerando la mejor estimación del precio que Endesa deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de las garantías que no están en posesión de Endesa es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

l.5. Provisiones por costes de cierre de las instalaciones

Endesa registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véanse Notas 3.2b, 3.2c y 37.3).

La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe *«Gastos Financieros»* del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 16).

Las tasas de interés aplicadas para la correspondiente actualización, dependiendo de la vida útil restante del activo asociado, se han situado en los siguientes rangos:

%

	2023	2022
Tasas de Actualización Financiera	2,2 - 3,4	0,3 - 3,0

l.6. Contratos onerosos

En el caso de que existan contratos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los beneficios económicos que se espera recibir de ellos (contratos onerosos), Endesa sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes y beneficios previstos del contrato. Dichos costes reflejaran el importe menor entre el coste de cumplir sus cláusulas, que incluye tanto los costes incrementales como la asignación de otros costes que estén directamente relacionados con el cumplimiento de los mismos, y la cuantía de las compensaciones o multas que se deriven de su incumplimiento.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no se ha dotado provisión alguna por contratos onerosos.

m) Transacciones en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta de la funcional de cada sociedad se registran en la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción.

Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como resultados financieros en el epígrafe *«Diferencias de Cambio Netas»* del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 16.1).

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a la fecha de cierre en moneda distinta de la funcional en la que están denominados los Estados Financieros de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación se realiza a tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en el epígrafe *«Diferencias de Cambio Netas»* del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 16.1).

n) Clasificación de saldos no corrientes y corrientes

En el Estado de Situación Financiera Consolidado los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a 12 meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho periodo.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero sobre las que existe la expectativa y además la facultad, a discreción de Endesa, de refinanciación a largo plazo mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional e inmediata, de acuerdo con las condiciones de financiación existentes, y cuya exigibilidad supera los 12 meses a partir de la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, se clasifican como pasivos no corrientes.

ñ) Impuesto sobre Sociedades

La mayoría de las Sociedades Dependientes de Endesa tributan en el Impuesto de Sociedades por el Régimen de Consolidación Fiscal. En el ejercicio 2023 existen 2 Grupos de Consolidación Fiscal en Endesa:

- Grupo Consolidado fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U. que integra todas las entidades sobre las que Enel, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo Enel) ostenta una participación de, al menos, el 75 % o del 70 % (caso de entidades participadas cotizadas o filiales de éstas) y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades.

  El número de sociedades que componen dicho Grupo Consolidado fiscal a 31 de diciembre de 2023 es de 109 (97 sociedades a 31 de diciembre de 2022) siendo las más significativas las siguientes: Enel Iberia, S.L.U., Endesa, S.A., Edistribución Redes Digitales, S.L.U., Endesa Energía, S.A.U., Endesa Financiación Filiales, S.A.U., Endesa Generación, S.A.U., Endesa Medios y Sistemas, S.L.U. y Enel Green Power España, S.L.U.

  Durante el ejercicio 2023 Endesa ha adquirido la totalidad de las participaciones de Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U., a través de su filial Endesa Energía, S.A.U., entidad que, hasta ese momento, estaba participada en un 100 % por la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A.U. (véase Nota 7) y formaba parte del Grupo de Consolidación fiscal con número 21/02 . En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2024, al cumplirse los requisitos exigidos por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades, la sociedad Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. se integrará en el Grupo de Consolidación Fiscal al que pertenece Endesa.
- Grupo Consolidado Fiscal con número 21/02 cuya Sociedad Dominante y representante en España es Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. incorporado tras la toma de control por parte de Endesa de dicha Compañía y que está compuesto, a 31 de diciembre de 2023, por las 2 sociedades siguientes: Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.

El resto de las Sociedades Dependientes de Endesa presenta individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo con las normas fiscales aplicables en cada país.

El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones pendientes de aplicar.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Se reconocen activos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias deducibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de activos y pasivos en una transacción que no es una combinación de negocios, aquellas que en la fecha de la operación no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable y, en el momento en que tenga lugar, no origine diferencias temporarias imponibles y deducibles de igual cuantía.

Asimismo, se reconocen activos por impuestos diferidos por las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas, y participaciones en acuerdos conjuntos en la medida en que sea probable que la diferencia temporaria revierta en un futuro previsible, y se vaya a disponer de ganancias fiscales contra las cuales cargar la diferencia temporaria.

El Impuesto sobre Sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en el Estado del Resultado Consolidado o en las cuentas de Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado en función de dónde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las sociedades consolidadas vayan a disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar dichos activos por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de un fondo de comercio o el reconocimiento inicial de un activo o un pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, o que en el momento en que tenga lugar no afecte ni al resultado fiscal ni al resultado contable y que no dé lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que sean de igual cuantía.

Sin embargo, se reconocerá un pasivo por impuestos diferidos por las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas, o participaciones en acuerdos conjuntos, salvo que se pueda controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria, y sea probable que la diferencia temporaria no revierta en un futuro previsible.

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.
En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos, registrados con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

Tratamientos fiscales inciertos

Asimismo, Endesa refleja el efecto de la incertidumbre en los tratamientos fiscales inciertos al determinar la ganancia o pérdida fiscal, las bases fiscales, las pérdidas fiscales o créditos fiscales no utilizados o los tipos impositivos correspondientes. Para ello evalúa si considerar cada tratamiento impositivo incierto por separado o en conjunto con uno u otros tratamientos impositivos inciertos, para determinar el enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre. Cuando se concluye que no es probable que la autoridad tributaria acepte un tratamiento fiscal incierto Endesa refleja el efecto de la incertidumbre utilizando generalmente el método importe más probable, esto es, el importe único más probable dentro de un abanico de resultados posibles.
La presentación de los pasivos o activos relacionados con tratamientos fiscales inciertos se presentan como activos o pasivos fiscales corrientes o diferidos (véanse Notas 25.1 y 40).

Comprobación administrativa

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de 4 años.
A 31 de diciembre de 2023, son susceptibles de comprobación administrativa los siguientes ejercicios:

	31 de diciembre de 2023
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (n.º 572/10)	2006, 2019 y siguientes
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (n.º 21/02)	2019 y siguientes
Resto de Sociedades Dependientes de Endesa	2019 y siguientes

Durante el ejercicio 2023 la Administración Tributaria ha iniciado un procedimiento de comprobación e investigación del Grupo de Consolidación Fiscal con número 572/10 del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2019 a 2022, así como del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) y las Retenciones de los ejercicios 2020 a 2022 del que podrían derivarse pasivos contingentes. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, las actuaciones se encuentran en fase de recogida de información y análisis por parte de la Inspección por lo que no es posible estimar las eventuales consecuencias económicas que pudieran derivarse del procedimiento.

o) Reconocimiento de ingresos y gastos

o.1. Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes

I. Criterio general de reconocimiento de ingresos

Como criterio general, Endesa reconoce los ingresos de sus actividades ordinarias a medida que se produce la entrega de los bienes o prestación de los servicios comprometidos contractualmente con sus clientes durante la vida del contrato y por el importe de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.
En particular, Endesa sigue las siguientes etapas para el reconocimiento de los ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes:

1. Identificación del contrato con el cliente.
2. Identificación de las obligaciones de ejecución del contrato.
3. Determinación del precio de la transacción.
4. Asignación del precio de la transacción entre las obligaciones de ejecución del contrato.
5. Reconocimiento del ingreso a medida que se cumple con las obligaciones de ejecución determinando si se satisface la obligación de ejecución a lo largo del tiempo o en un momento determinado.

Cuando un contrato incluye varios bienes o servicios, con el fin de evaluar si deben contabilizarse por separado o conjuntamente, Endesa considera tanto las características individuales de los bienes o servicios como la naturaleza del compromiso dentro del contexto del contrato, evaluando también todos los hechos y circunstancias relacionados con el contrato específico bajo el marco legal y reglamentario pertinente. Para decidir cuándo se cumple una obligación de desempeño, Endesa evalúa cuándo se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, evaluado principalmente desde la perspectiva del cliente.
En el caso de contratos con clientes con varias obligaciones de ejecución (contratos de venta agrupados que ofrecen al cliente electricidad, gas y otros servicios de valor añadido), el precio de la transacción se asigna a cada obligación de desempeño basándose en el precio de venta independiente de cada obligación de ejecución determinado al comien-

zo del contrato. El precio de venta independiente se estima en función de los precios observables en transacciones de venta del bien cuando se vende de forma separada en circunstancias similares y a clientes parecidos. En caso de no existir precios observables en el mercado, el precio se estima con base en el método de valoración más adecuado en función de la información disponible.

Activos y pasivos de contratos con clientes

Endesa presenta los contratos con clientes en el Estado de Situación Financiera Consolidado como un activo o un pasivo dependiendo de la relación entre el desempeño realizado por Endesa y el pago efectuado por el cliente:

- El contrato con el cliente se presenta como un pasivo del contrato cuando el cliente ha pagado una contraprestación, antes de que hayan sido transferidos los bienes o servicios al cliente, de forma que exista la obligación por parte de Endesa de transferir los bienes o servicios al cliente por los cuales ha recibido ya una contraprestación.
- El contrato con el cliente se presenta como un activo del contrato cuando Endesa ha realizado el desempeño mediante la transferencia de bienes o servicios al cliente antes de que el cliente haya entregado la contraprestación, de forma que Endesa tiene el derecho a la contraprestación a cambio de los bienes o servicios que ha transferido al cliente. Endesa excluye de este importe los importes presentados como cuentas a cobrar.

Principal versus agente

Cuando un tercero está involucrado en proporcionar bienes o servicios a un cliente, Endesa analiza si la naturaleza de su compromiso es una obligación de ejecución consistente en proporcionar los bienes o servicios por sí misma al cliente (Endesa actúa como principal) o bien su compromiso es organizar para el tercero el suministro de esos bienes o servicios (Endesa actúa como agente).

Cuando Endesa actúa como principal, reconoce los ingresos ordinarios por el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes o servicios transferidos, mientras que cuando actúa como agente, reconoce los ingresos ordinarios por el importe de cualquier pago o comisión a la que espere tener derecho a cambio de organizar para la otra parte la provisión de sus bienes o servicios.

II. Criterios específicos de reconocimiento de ingresos por Segmentos

A continuación se detallan, por segmentos las principales tipologías de ingresos de Endesa indicado tanto su naturales y momento de la obligación de desempeño como el tratamiento contable de los mismos:

Segmentos	Tipología de Ingresos	Naturaleza y Momento del Cumplimiento de la Obligación de Ejecución	Tratamiento Contable
Generación y Comercialización	Ventas de Electricidad y Gas	• El importe de ventas de electricidad y gas incluye tanto las ventas en el mercado liberalizado como las ventas en el mercado regulado de gas a Tarifa de Último Recurso (TUR) y de electricidad a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVC). • En el caso de contratos de ventas de electricidad y gas con clientes los bienes comprometidos se identifican como una única obligación de ejecución, al corresponder a una serie de bienes distintos que son sustancialmente iguales y cuyo patrón de transferencia es el mismo. Dicha obligación de ejecución se reconoce en el momento de la entrega de la energía al cliente. • La contraprestación a recibir por el suministro de energía se valorará en función del precio fijado en el contrato con el cliente por la energía suministrada en cada momento del tiempo.	• Las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en la fecha en que son entregadas al cliente, en función de las cantidades suministradas durante el periodo, aun cuando no hayan sido facturadas y de acuerdo al precio unitario que se establece en el contrato. Por lo tanto, los ingresos incluyen la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente (véase Nota 32). • La metodología empleada para estimar la energía suministrada a clientes pendientes de facturar es como sigue: - Los ingresos de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente se basan en estimaciones de la cantidad de energía suministrada y de todos los componentes habituales del precio para cada tipología de cliente. - La cantidad de energía suministrada (GWh) se estima a partir de los siguientes parámetros: i. Las compras de energía efectuadas al mercado durante ese periodo de tiempo, en barras de central (bc), siendo éste un dato conocido a través de las órdenes efectuadas. ii. La estimación de pérdidas de energía por transporte y distribución en base a parámetros establecidos que se actualizan continuamente con la última información real disponible. iii. El volumen real de energía facturado a clientes. - La diferencia entre la estimación de energía total suministrada (i) - (ii) y la energía ya facturada (iii) se corresponde con la cantidad de Energía pendiente de facturar. - Por lo que respecto al precio (€/GWh), se estima a partir de los siguientes componentes: i. El coste de la energía, que se corresponde con las compras efectuadas al mercado en ese periodo de tiempo, incluyendo todos los componentes, más una estimación de los desvíos por el perfilado de consumo de los clientes; ii. Los costes de transporte y distribución, en base a las tarifas de acceso; y iii. El margen asociado a cada uno de los distintos productos que tienen contratados los clientes en función de los parámetros definidos en su contrato y para los distintos productos en catálogo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Segmentos	Tipología de Ingresos	Naturaleza y Momento del Cumplimiento de la Obligación de Ejecución	Tratamiento Contable
Generación y Comercialización	Ventas de Electricidad en el Mercado Mayorista	• En las ventas de electricidad en el mercado mayorista los bienes comprometidos se identifican como una única obligación de ejecución, al corresponder a una serie de bienes distintos que son sustancialmente iguales y cuyo patrón de transferencia es el mismo. Dicha obligación de ejecución se reconoce, en el momento de la entrega de la energía en el mercado mayorista.	• Se reconocen como ingresos en la fecha en que se entregan, en función de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados.
	Actividad de Generación a partir de Fuentes Renovables, Cogeneración y Residuos	• Tiene un régimen retributivo especial establecido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que le permite percibir ingresos adicionales al precio medio peninsular para garantizarle una rentabilidad razonable y poder competir con el resto de tecnologías en condiciones de igualdad (véase Nota 6). • Asimismo, el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, incorpora un mecanismo denominado «Valor de los Ajustes por Desviaciones en el Precio de Mercado» que ajusta los precios de venta de electricidad estimados por el regulador al inicio del semiperiodo regulatorio, y que han sido considerados en la determinación de la retribución específica, con los precios reales de mercado resultantes en cada semiperiodo, de modo que anualmente se genera un saldo positivo o negativo, que se incorpora en la siguiente revisión de parámetros retributivos del siguiente semiperiodo regulatorio, y que se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación a través de una mayor o menor retribución específica.	• Estos ingresos se registran a medida que se transfieren las ventas de energía al mercado dado que esta retribución adicional complementa los ingresos del mercado eléctrico para alcanzar la rentabilidad razonable fijada. • Conforme a lo establecido en el artículo 22 de dicho Real Decreto, con carácter general, Endesa registra cada una de las desviaciones del mercado, positivas y negativas, que surgen al amparo del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, salvo que abandonar el régimen retributivo si tuviese consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en él.
	Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	• Retribución es regulada (véase Nota 6), en función básicamente del funcionamiento y disponibilidad de las instalaciones, percibiéndose parte de dicha retribución con la valoración de la energía vendida al precio medio peninsular, y el resto, hasta alcanzar la remuneración establecida, por las liquidaciones practicadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).	• Estos ingresos se registran a medida que se que transfieren las ventas de electricidad al mercado.
Distribución	Ingresos Regulados por la Actividad de Distribución de Electricidad	• La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de liquidar la retribución reconocida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica. • Esta obligación de ejecución se satisface y se reconoce como ingresos de actividades ordinarias a lo largo del tiempo.	• Estos ingresos se registran conforme al marco regulatorio del Sector Eléctrico en España (véase Nota 6).

o.2. Otros ingresos y gastos

Los dividendos percibidos de instrumentos de patrimonio se reconocen como ingreso, en la fecha en que nace el derecho a percibirlos, en el Estado del Resultado Consolidado. Los activos y pasivos a coste amortizado reconocen ingresos y gastos por intereses utilizando el método de la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos se registren a la Sociedad y que el importe se puede medir de forma fiable. Asimismo, los ingresos y gastos financieros incluyen también cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados correspondientes tanto a activos y pasivos financieros a coste amortizado como a activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado.

Endesa registra por el importe neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero.

Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

p) Medición del valor razonable

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o que se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado, en la fecha de valoración.

La valoración se realiza partiendo de la premisa de que la transacción se realiza en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen o actividad del activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso, es decir, el que maximiza la cantidad recibida por vender el activo o que minimiza la cantidad a pagar para transferir el pasivo.

El valor razonable del activo o pasivo se determina aplicando las hipótesis que los participantes en el mercado emplearían a la hora de fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son independientes entre sí, están informados, pueden celebrar una transacción con el activo o pasivo y están motivados a efectuar la transacción pero no obligados ni forzados de algún otro modo a realizarla.

Los activos y pasivos valorados a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles (véase Nota 45):

- Nivel 1: El valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente y se refieren en todo caso a cotizaciones obtenidas de publicaciones de empresas especializadas. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos o pasivos, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada cierre y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.
- Nivel 3: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables, utilizadas para el activo o pasivo, que no estén basadas en datos de mercado observables. En concreto, se valoran bajo fórmulas de aproximación analítica en función a una serie de parámetros, principalmente, términos del contrato, curvas de mercado, apuntamiento y volatilidades. La curva de precios que se utiliza para calcular su valoración se construye a partir de modelos de fundamentales y con cotizaciones de mercado.

Para la medición de activos y pasivos a valor razonable, Endesa utiliza técnicas de valoración adecuadas a las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes para calcular el valor razonable, maximizando el uso de variables observables relevantes y minimizando el uso de variables no observables.

q) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante propiedad de Endesa.

Los beneficios netos por acción básicos de Actividades Continuadas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Continuadas e Interrumpidas, respectivamente, deducida la parte del mismo correspondiente a las Participaciones no Dominantes, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante propiedad de Endesa.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 Endesa no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga un beneficio por acción diluido diferente del beneficio básico por acción (véanse Notas 19, 35.1.8 y 35.1.12).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

r) Dividendos

Los dividendos a percibir se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos a pagar se registran como menor «*Patrimonio Neto*» en la fecha de su aprobación por el órgano competente, que normalmente es el Consejo de Administración en el caso de los dividendos a cuenta, y la Junta General de Accionistas para los dividendos contra reservas o complementarios (véase Nota 35.1.10).

s) Sistemas de retribución basados en acciones

Endesa ha concedido a algunos empleados de su Grupo empresarial, que ocupan cargos de mayor responsabilidad, planes de remuneración basados en instrumentos de patrimonio, dónde, a cambio de los servicios que prestan, Endesa les liquida con instrumentos de patrimonio propio. Asimismo, estos planes también se combinan con liquidaciones en efectivo cuyo importe está basado en el valor de instrumentos de patrimonio propio (véase Nota 47.3.5).

Endesa reconoce, los servicios recibidos de los empleados propios como «*Gastos de Personal*» en el Estado del Resultado Consolidado, en el momento de su obtención y, por otro lado, el correspondiente incremento en el Patrimonio Neto dentro del epígrafe «*Otros Instrumentos de Patrimonio Neto*» del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado si la transacción se liquida con instrumentos de patrimonio, o el correspondiente pasivo dentro del epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera si la transacción se liquida en efectivo con un importe que esté basado en el valor de los instrumentos de patrimonio.

En las transacciones en las que es necesario completar un determinado periodo de servicios, el reconocimiento se efectúa a medida que tales servicios son prestados a lo largo del citado periodo.

En las transacciones con los empleados que se liquiden con instrumentos de patrimonio, tanto los servicios prestados como el incremento en el Patrimonio Neto a reconocer se valorarán por el valor razonable de los instrumentos de patrimonio cedidos, referido a la fecha del acuerdo de concesión.

Una vez reconocidos los bienes y servicios recibidos, de acuerdo con lo establecido en los párrafos anteriores, así como el correspondiente incremento en el Patrimonio Neto, no se realizarán ajustes adicionales al Patrimonio Neto tras la fecha de irrevocabilidad.

En las transacciones que se liquiden en efectivo, los bienes o servicios recibidos y el pasivo a reconocer se valorarán al valor razonable del pasivo, referido a la fecha en la que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. Posteriormente, y hasta su liquidación, el pasivo correspondiente se valorará, por su valor razonable en la fecha de cierre de cada ejercicio, imputándose en el Estado del Resultado Consolidado cualquier cambio de valoración ocurrido durante el ejercicio.

El valor razonable se determina por referencia al valor de mercado de las acciones en la fecha de concesión, deducidos los dividendos estimados a los que el empleado no tiene derecho, durante el periodo de desempeño (véase Nota 47.3.5).

t) Acciones en patrimonio propias

Las acciones propias que adquiere Endesa durante el ejercicio se registran, por el valor de la contraprestación entregada a cambio, directamente como menor valor del Patrimonio Neto en el epígrafe «*Acciones en Patrimonio Neto*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 35.1.8).

Los resultados derivados de la compra y venta de los instrumentos de patrimonio propio, se reconocen directamente en Patrimonio Neto, sin que en ningún caso se registre resultado alguno en el Estado del Resultado Consolidado.

u) Transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquéllas sobre las que Endesa, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de Endesa.

La Sociedad realiza todas sus operaciones con partes vinculadas a valores de mercado. Adicionalmente, los precios de transferencia se encuentran adecuadamente soportados por lo que los Administradores de la Sociedad consideran que no existen riesgos significativos por este aspecto de los que puedan derivarse pasivos de consideración en el futuro (véase Nota 47).

v) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

Endesa clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos no corrientes o grupos enajenables de elementos, cuyo valor contable va a ser recuperado fundamentalmente a través de una transacción de venta, en lugar de por uso continuado. Para clasificar los activos no corrientes o grupos enajenables de elementos como mantenidos para la venta, éstos deben encontrarse disponibles, en sus condiciones actuales para su enajenación, sujeto exclusivamente a los términos usuales y habituales a las transacciones de venta, siendo igualmente necesario que la transacción se considere altamente probable.

Endesa no amortiza los activos no corrientes o grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta, sino que se valoran por el menor de su valor contable y valor razonable menos los costes de venta.

Endesa reconoce las pérdidas por deterioro de valor, iniciales y posteriores, de los activos clasificados en esta categoría con cargo a resultados de actividades continuadas en el Estado del Resultado Consolidado, salvo que se trate de una actividad interrumpida.

Una actividad interrumpida es un componente del negocio de Endesa que ha sido dispuesto o bien se ha clasificado como mantenido para la venta, cuyas operaciones y flujos de efectivo se pueden distinguir claramente del resto, y representa una línea de negocio principal separada o un área geográfica de operaciones que es significativa y puede considerarse separada del resto; forma parte de un plan individual y coordinado para enajenar o disponer por otra vía una línea de negocio o de un área geográfica de la explotación que sea significativa o pueda considerarse separada del resto o es una sociedad dependiente adquirida exclusivamente con la finalidad de ser vendida.

Endesa presenta dentro del epígrafe «*Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas*» del Estado del Resultado, el resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas, así como el resultado después de impuestos reconocido por la valoración a valor razonable menos los costes de venta, o bien por la enajenación de los activos o grupos enajenables de elementos que constituyan la actividad interrumpida.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

4. NUEVAS NORMAS CONTABLES, MODIFICACIONES E INTERPRETACIONES

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han aprobado por la Unión Europea las siguientes normas, mocificaciones a normas e interpretaciones que han sido aplicadas por primera vez en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 1 «*Presentación de Estados Financieros*» y al Documento de Práctica de las NIIF N.º 2: Información a Revelar sobre Políticas Contables	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 8 «*Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores*»: Definición de Estimaciones Contables	1 de enero de 2023
NIIF 17 «*Contratos de Seguro*» incluyendo Modificaciones[1]	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*»: Impuestos diferidos relacionados con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*» - Reforma Fiscal Internacional – Normas Modelo del Pilar Dos	1 de enero de 2023

[1] Incluye Modificación a la NIIF 17 «*Contratos de Seguro*»: Aplicación Inicial de la NIIF 17 y NIIF 9 - Información Comparativa (emitida el 9 de diciembre de 2021) y Modificación a la NIIF 17 (emitida el 25 de junio de 2020).

La aplicación de estas modificaciones y mejoras no han tenido impacto significativo en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 a excepción de las Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*»: Impuestos diferidos relacionados con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única.

Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*»: Impuestos diferidos relacionados con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única

Con la entrada en vigor el 1 de enero de 2023 de dicha modificación, Endesa ha reconocido, con fecha 1 de enero de 2022, «*Activos por Impuestos Diferidos*» y «*Pasivos por Impuestos Diferidos*» correspondientes a las diferencias temporarias surgidas en el reconocimiento inicial de los activos por derechos de uso y los pasivos por arrendamientos asociados a los mismos, por importe de 129 millones de euros y 131 millones de euros, respectivamente (107 millones de euros y 110 millones de euros a 1 de enero de 2023), así como el efecto acumulado en el epígrafe «*Patrimonio Neto*» por importe de 2 millones de euros, negativos.

El efecto de dicha modificación en el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio 2022 ha sido por un importe inferior a 1 millón de euros, negativo.

Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*» – Reforma Fiscal Internacional: Normas Modelo del Pilar Dos

A 31 de diciembre de 2023 la «*Legislación del Pilar Dos*» no ha entrado en vigor en ninguno de los países en los que Endesa ejerce su actividad, en consecuencia las Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*» - Reforma Fiscal Internacional: Normas Modelo del Pilar Dos que deben aplicarse de forma retroactiva y que introducen una excepción temporal a la contabilización de los impuestos diferidos derivados de la aplicación de las normas modelo del Pilar Dos de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) no han tenido impacto en los Estados Financieros Consolidados de Endesa (véase Nota 18).

5. INFORMACIÓN SOBRE CUESTIONES NO FINANCIERAS

5.1. Cambio Climático

Endesa impulsa un modelo de negocio orientado a dar respuesta a los grandes retos que afronta la sociedad en la que desarrolla su actividad, y con el objetivo de liderar la Transición Energética, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas y los objetivos del Acuerdo de París para lograr la meta de descarbonización de la economía, colaborando en la consecución del objetivo de limitar el aumento promedio de la temperatura global a 1,5ºC comparado con niveles pre-industriales, creando valor compartido para todos sus grupos de interés y trasladando los principios y compromisos de la Sostenibilidad a toda su cadena de valor.

Este enfoque estratégico del modelo de negocio responde al propósito, Visión, Misión y Valores de Endesa.

Concretamente, el Plan Estratégico 2024-2026 se sustenta en los siguientes ejes estratégicos:

Ejes Estratégicos	Acciones	Desempeño
Rentabilidad, Flexibilidad y Resiliencia	• Asignación selectiva de capital para aumentar la flexibilidad y la resiliencia. • Enfoque en el modelo «*Partnership*», clave para maximizar el perfil de riesgo-rentabilidad, y la rotación de activos.	• Compatible con la senda de la descarbonización del «mix» de generación de la Compañía. • Focalización de la oferta a los clientes domésticos y empresariales en los servicios de valor añadido y en el suministro de electricidad a partir de fuentes no emisoras.
Eficiencia y Eficacia	• Foco en maximizar la generación de caja. • Control de costes y estructura racionalizada para equilibrar inflación y costes.	
Sostenibilidad Financiera y Medioambiental	• Estabilidad financiera, tratando de crear valor al mismo tiempo que se afrontan los retos del Cambio Climático.	

Este Plan Estratégico 2024-2026 está adaptado al nuevo contexto energético y se basa en una estrategia de asignación de capital más selectiva y eficiente. Con todo ello, las inversiones brutas contempladas en este nuevo Plan para el periodo 2024-2026 se mantienen en una línea continuista respecto al anterior plan estimándose en 8.900 millones de euros brutos. A tal efecto, las redes de distribución y la generación renovable, 2 de los pilares de la electrificación limpia, se siguen constituyendo como ejes claves del crecimiento.

Endesa ha decidido liderar y posibilitar la Transición Energética, preparándose para aprovechar todas sus oportunidades. La estrategia de la Compañía está completamente enfocada a la Transición Energética, con más del 90 % de las inversiones previstas destinadas a mejorar alguno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), lo que permite adoptar «*by design*» la mitigación de riesgos y la maximización de oportunidades a través de un posicionamiento que tiene en cuenta los fenómenos identificados a medio y largo plazo. Estas decisiones estratégicas están respaldadas por las mejores prácticas operativas adoptadas por la Compañía.

La estrategia y los riesgos y oportunidades del Cambio Climático se describen en los Apartados 5.3 Cambio Climático y 6.4.1a.2 Riesgos de Cambios Climáticos del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023, los cuales están totalmente alineados con las recomendaciones del «*Task Force on Climate-Related Financial Disclosures*» (TCFD).

De acuerdo con lo anterior y en línea con las recomendaciones del «*European Securities and Markets Authority*» (ESMA) y el documento «*Effects of Climate-Related Matters on Financial Statements*» publicado por el «*International Accounting Standards Board*» (IASB) en noviembre de 2020 y actualizado en julio de 2023, Endesa incluye desgloses relacionados con el Cambio Climático en Notas de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 que se detallan a continuación:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Aspectos	Notas	Contenido
Estimaciones Relacionadas con el Cambio Climático	5.1 y 5.1.1	• Impacto de los asuntos relacionados con el Cambio Climático sobre las estimaciones contables haciendo énfasis en la estimación del valor actual de los flujos de caja futuros de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) y en los compromisos del Acuerdo de París y su impacto en la vida útil de los activos materiales e intangibles.
Marco Regulatorio	6	• España: Marco estratégico de energía y clima. • Europa: Regulación europea relacionada con energía y medio ambiente, y finanzas sostenibles.
Inversiones y Compromisos de Adquisición Sostenibles	7), 20.1, 20.2, 22.1 y 22.2	• Plan de inversiones y compromisos de adquisición de activos relacionados con la generación renovable, la infraestructura relacionada con el desarrollo de la red y las inversiones para el desarrollo de la movilidad, la ciudad, las industrias electrónicas y el negocio de la domótica.
Deterioro de Valor de Activos no Financieros	3.2f.3, 5.1.1, 20.3, 22.3 y 24.1	• Impacto del compromiso con el Cambio Climático en la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de pérdidas por deterioro.
Provisiones	17.2 y 17.3	• Obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética relativas a los empleados afectados y a los costes futuros para el cierre de las instalaciones.
Financiación Sostenible	16.3 y 5.1.2	• Deuda financiera con cláusulas de Sostenibilidad, entre otros, nuevo programa de pagarés, «*Endesa, S.A. SDG 13 Euro Commercial Paper Programme*» (ECP) y otras operaciones financieras formalizadas.
Contratos Financieros de Compra y Venta de Energía Eléctrica a Largo Plazo	3.2m.5.2 y 16.5	• Principales características de contratos financieros de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo «*Power Purchase Agreement*» (PPAs).
Pagos Basados en Acciones	47.3.5	• Retribución variable vinculada a objetivos de Sostenibilidad.
Mecanismos de Mercado Asociados a Objetivos Medioambientales	3.2.2, 3.2.3, 3.2.3, 3.2.4, 5.1.3, 10.3, 26.1, 31.3, 37.3 y 5.1.3	• Descripción y registro contable de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y garantías de origen. • Reconocimiento de los costes y provisión asociada.

5.1.1. Estimaciones y juicios contables relacionados con los riesgos e implicaciones del Cambio Climático y la Transición Energética

A continuación se describen las principales estimaciones utilizadas y juicios contables realizados por la Dirección de Endesa para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos relacionados con los efectos del Cambio Climático y la Transición Energética:

a) Compromiso con el Cambio Climático en la valoración de los activos no financieros

Endesa está plenamente comprometida con el desarrollo de un modelo de negocio sostenible y alineado con los objetivos del Acuerdo de París de 1,5ºC de incremento de temperatura respecto a la era preindustrial. Para Endesa, la lucha contra el Cambio Climático ha supuesto un reto sin precedentes, estableciendo objetivos ambiciosos a través de los sucesivos Planes Estratégicos que se han ido aprobando.

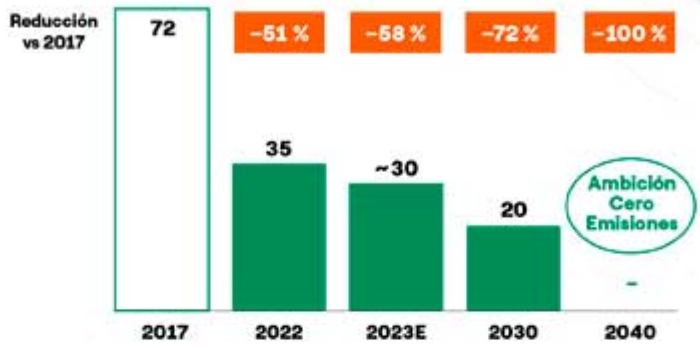
El Plan Estratégico 2024-2026 presentado el 23 de noviembre de 2023 confirma una vez más este enfoque a largo plazo, procurando obtener una sólida Sostenibilidad financiera y medioambiental, tratando de crear valor al mismo tiempo que se afrontan los retos del Cambio Climático lo que se conseguirá mediante el desarrollo de las líneas estratégicas de actuación.

Enclesa mantiene la salida total del carbón en España en 2027, con el fin de operación de la Central Alcudia y tras obtener la autorización para el cierre de la última central de carbón en la península (As Pontes) en 2023. La Compañía mantiene la ambición de alcanzar la plena descarbonización de la empresa en 2040, logrando una generación 100 % libre de emisiones y habiendo abandonado el negocio de gas.

Estas premisas con consideradas en el enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas para realizar el test de deterioro de valor de los activos no financieros (véase Nota 3.2f.3).

Senda de descarbonización total en 2040:

EMISIONES ABSOLUTAS TOTALES
($MtCO_2eq$)



Cero emisiones - Senda de descarbonización alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5 °C) cubriendo las emisiones directas e indirectas a través de objetivos específicos

El análisis del impacto del Cambio Climático en las magnitudes más relevantes del negocio de Endesa es una actividad compleja que requiere definir un marco de Escenarios y análisis coherentes. Endesa utiliza Escenarios climáticos, energéticos y macroeconómicos en los horizontes temporales de corto - medio plazo (1-3 años, en el cual se pueden realizar análisis de sensibilidad a partir del Plan Estratégico), medio plazo (2027-2034, en el que es posible apreciar el efecto de la Transición Energética y el impacto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)), y largo plazo (2035-2050, en el que, además de los efectos de la Transición Energética más evidentes, deberían empezar a manifestarse los cambios crónicos estructurales a nivel climático), para evaluar la flexibilidad y resiliencia de su Plan Estratégico, e identificar los riesgos y las oportunidades que se presentan. Estos escenarios permiten analizar el impacto de la modificación de las variables climáticas (Escenarios Físicos) y de la evolución de los aspectos tecnológicos y regulatorios (Escenarios de Transición) en términos de eventos extremos, fenómenos crónicos y transición, respectivamente.

De acuerdo con lo anterior, Endesa ha evaluado las cuestiones relacionadas con el Cambio Climático con objeto de poder determinar cómo las mismas han afectado a las hipótesis razonables y sostenibles utilizadas para estimar las proyecciones de flujos de efectivo. A continuación, se detallan los impactos derivados del Cambio Climático que Endesa ha tenido en cuenta en el horizonte temporal largo plazo (2050):

- Considerar en la estimación del valor terminal una tasa de crecimiento a largo plazo alineada con la evolución de la demanda eléctrica en España para el periodo 2026-2050 utilizando los modelos energéticos de Endesa, que permiten cuantificar la demanda teniendo en consideración los supuestos relacionados con el aumento de temperatura debido al Cambio Climático y las tendencias relacionadas con la Transición Energética de acuerdo con los Escenarios Físicos y Escenarios de Transición elegidos por Endesa para la planificación a largo plazo coherentes con los objetivos del Acuerdo de París y con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) (actualmente en revisión) tal y como se describe en el Apartado 5.3.2 Estrategia Climática. Escenarios a Largo Plazo del Informe de Gestión Consolidado.
- Considerar cambios en los niveles de hidraulicidad, eolicidad y generación fotovoltaica de los activos renovables de Endesa asociados a la proyección de condiciones meteorológicas subyacentes (temperatura, precipitación, velocidad del viento y potencia solar).
- Estimar los costes de desmantelamiento de las centrales de carbón/fuel y centrales de ciclo combinado, de acuerdo con el objetivo a largo plazo de Endesa de alcanzar la plena descarbonización de la empresa en 2040, logrando una generación 100 % libre de emisiones y habiendo abandonado el negocio de gas.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

b) Principales activos de Endesa sujetos a riesgo del Cambio Climático y Transición Energética

Negocio	Tipología de Activos y Principales Impactos del Cambio Climático
Generación	**Centrales térmicas de carbón y fuel** Endesa prevé conseguir el cese completo en 2027 de la actividad de generación eléctrica de carbón y continúa trabajando en el cierre de las plantas que continúan abiertas a 31 de diciembre de 2023. - Respecto a las centrales térmicas, – En agosto de 2023 se recibió autorización de cierre de la Central Térmica de As Pontes cuyo valor neto contable a 31 de diciembre de 2023 y 2022 es igual a 0 millones de euros. – Respecto a los Grupos 3 y 4 de la Central Térmica de Alcudia que quedan en operación, operan un máximo de 500 h/año desde el 17 de agosto de 2021. A 31 de diciembre de 2023 su valor neto contable es de 26 millones de euros (25 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). - Respecto a las centrales de fuel, pertenecientes en su totalidad a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), su valor neto contable a 31 de diciembre de 2023 es igual a 406 millones de euros (487 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). – En 2023 el retraso en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva en los Territorios No Peninsulares (TNP) (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla) en los que Endesa es el principal generador, supone un bloqueo de las posibilidades de renovación del parque de generación, o de acceder a combustibles menos emisores. Todo ello unido a un parque de generación que va aumentando su antigüedad, ha tenido importantes consecuencias en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en estos Sistemas Eléctricos.
	Instalaciones de generación renovable - Endesa ha establecido una senda de descarbonización alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5ºC), incluyendo tanto las emisiones directas (Alcance 1) como indirectas (Alcances 2 y 3), y, para lograrlo, Endesa está inmersa en el despliegue de nueva capacidad renovable que haga 100 % libre de emisiones toda la actividad de generación (dentro y fuera de la Península Ibérica). - A 31 de diciembre de 2023 el valor neto contable del inmovilizado material de instalaciones de generación renovable es de 4.163 millones de euros (3.752 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). - El valor en uso de las instalaciones de generación renovable se puede ver alterado por potenciales impactos físicos relacionados con el Cambio Climático, principalmente, por la escasez de recurso hídrico, solar y eólico. También puede verse afectado por cambios regulatorios, la demanda de energía y las hipótesis de precios de venta y compra de energía.
Distribución	**Redes de distribución** - A 31 de diciembre de 2023 el valor neto contable del inmovilizado material de las instalaciones de transporte y distribución es de 12.414 millones de euros (12.233 millones de euros a 31 de diciembre de 2022). - Endesa considera las redes de distribución y la electrificación de la demanda claves en la mitigación del Cambio Climático. Por ello el esfuerzo inversor en los activos de distribución, que se consideran regulados, tienen como objetivo mejorar la calidad, las pérdidas, la resiliencia y permitir la integración de nuevas solicitudes de conexión. - El Negocio de Distribución puede verse afectado por cambios regulatorios y por eventos climáticos extremos, afectando a la calidad del servicio. La red de distribución asimismo afronta los retos derivados de ser el elemento integrador necesario para facilitar la Transición Energética, ante el crecimiento del parque de generación renovable y la extensión de la oferta de servicios de valor añadido y suministro eléctrico para los clientes.
Comercialización	**Costes de captación y puntos de recarga** - Los activos no financieros del Negocio de Comercialización que pueden verse afectados por el Cambio Climático y el proceso de Transición Energética son, entre otros, los costes de captación de clientes y los puntos de recarga, principalmente, por la evolución de la demanda en este entorno.

c) Provisiones por desmantelamiento

Relacionados con el Cambio Climático, Endesa estima los costes de desmantelamiento de las centrales de carbón/fuel y centrales de ciclo combinado, de acuerdo con el objetivo a largo plazo de alcanzar una generación 100 % renovable en 2040 y de determinadas instalaciones de distribución de electricidad siendo las redes de distribución pilar de la electrificación limpia (véase Nota 3.21.5). Dichas provisiones se registran por su valor actualizado (véase Nota 37.3).

d) Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y garantías de origen

Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Endesa ha establecido un objetivo a largo plazo para conseguir ser «*Net-Zero*» en 2040, manteniendo la aspiración de alcanzar cero emisiones, y considerando el uso de instrumentos de neutralización únicamente para aquellas emisiones para las que no exista una solución tecnológica libre de emisiones.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes en el epígrafe «*Otras Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véase nota 3.21.2).

Garantías de origen

En línea con el compromiso con la descarbonización Endesa tiene como objetivo el fomento de la electrificación limpia impulsando tanto la generación como la comercialización de electricidad procedente de energías renovables.

Con relación a la comercialización de electricidad, Endesa garantiza a sus consumidores finales que la electricidad

que comercializan ha sido producida a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia a través de las garantías de origen asociadas que certifiquen el suministro de dicha electricidad a esos clientes. Adicionalmente Endesa genera garantías de origen en relación con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables.
La obligación de entrega de las garantías de origen realizadas durante el ejercicio se registra en el epígrafe «*Otras Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véase nota 3.2l.4).

e) Recuperabilidad de los activos por impuesto diferido

En cada cierre contable se revisan los activos por impuesto diferido registrados con objeto de comprobar su recuperabilidad incluyendo en el análisis los efectos del Cambio Climático y la Transición Energética, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis (véase Nota 25).

f) Regulación

El marco regulatorio relacionado con el Cambio Climático y la Transición Energética se encuentra en constante evolución. Las actividades de Endesa están sujetas a una amplia regulación medioambiental y su incapacidad para cumplir con la normativa o requisitos medioambientales en vigor o las modificaciones a la normativa o requisitos medioambientales aplicables podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de Endesa.

En el año 2023 la Unión Europea ha continuado avanzando en gran medida en sus ambiciosos objetivos climáticos a pesar de la reciente crisis energética vivida. Entre ellos figuran aspectos tecnológicos como la electrificación de la demanda, las interconexiones de redes, los sistemas de almacenamiento, un mayor despliegue de las energías renovables y la integración de otras fuentes de energía como el hidrógeno y el biometano. Sin embargo, la transformación del Sistema Energético de la Unión Europea también implica tener en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad energética, impulsar la independencia energética, la fabricación nacional de tecnologías limpias y mejorar la asequibilidad de la energía, como se ha hecho patente en la reciente crisis energética.
En este contexto, se han adoptado las principales propuestas legislativas del paquete «*Fit for 55*», lo que ha permitido que en octubre de 2023 la Comisión Europea presentase ante la Convención Marco de Naciones Unidas una versión actualizada de su Compromiso Determinado a nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés).
Respecto a España, la transposición de los objetivos para combatir el Cambio Climático se desarrolla en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) (actualmente en revisión) y en el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030 (véase Nota 6).

g) Litigios

La actividad de Endesa está sujeta a una amplia legislación y regulación medioambiental y su incumplimiento puede afectar negativamente al negocio, los resultados y la situación financiera de Endesa.
La información relativa a los litigios o arbitrajes en lo que se hayan incursas las sociedades de Endesa se detallan en la Nota 51.

5.1.2. Financiación sostenible

A raíz de la adopción por parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, la Comisión Europea publicó su Plan de Acción «*Financiar el Crecimiento Sostenible*», siendo uno de los objetivos fijados en dicho Plan reorientar los flujos de capital hacia inversiones sostenibles. Endesa prevé que más del 80 % de la inversión prevista está alineada con la Taxonomía de la Unión Europea. En este mismo sentido, el porcentaje de la deuda financiera bruta ligada a objetivos de Sostenibilidad prevista en el Plan Estratégico se prevé superior a un 80 % en 2026. La nueva financiación de Endesa, por tanto, incorpora en su mayoría objetivos de Sostenibilidad (véase Nota 41.4.2).
La deuda financiera bruta sostenible mantenida por Endesa en el ejercicio 2023 asciende a 9.210 millones de euros, lo que supone el 67 % del total de la deuda financiera bruta (11.817 millones de euros y 64 %, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 41.3).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

5.1.3. Mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

Las compañías de Endesa están afectadas por la normativa medioambiental nacional e internacional y participan en los mecanismos de mercado asociados a objetivos de medioambientales que se describen a continuación:

a) Términos y naturaleza de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

Mecanismo Medioambiental	Términos del Mecanismo Mediambiental	Naturaleza
Régimen de Comercio de Derechos de Emisión	• La Unión Europea ha establecido objetivos muy ambiciosos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y ha desarrollado el régimen de comercio de derechos de emisión como elemento fundamental para facilitar el cumplimiento de dichos objetivos. • Este mecanismo, aplicable en todos los países de la Unión Europea, establece un límite anual de emisiones para la generación eléctrica y las plantas industriales, que se alcanza mediante una progresiva reducción de los derechos de emisión disponibles. • Los derechos de emisión se ponen en circulación de manera predominante mediante subasta (57 %), mientras que la cantidad restante (43 %) se distribuye como asignación gratuita a aquellas instalaciones pertenecientes a sectores considerados con riesgo de fuga de carbono. • Las instalaciones afectadas deben entregar hasta el 30 de septiembre del ejercicio siguiente derechos de emisión, denominadas «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.	• Esquema medioambiental obligatorio por ley que asegura una reducción de emisiones alineada con el Acuerdo de París y los objetivos estratégicos de la Compañía. • Desde 2013, no hay asignación gratuita de derechos de emisión para la generación térmica de electricidad y las compañías eléctricas deben acudir al mercado para comprar los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2). Este mecanismo motiva a que las empresas tomen decisiones encaminadas a reducir sus emisiones y por tanto, acercar a la Unión Europea a un futuro más sostenible. • Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación térmica de electricidad deben entregar, hasta el 30 de septiembre del ejercicio siguiente, los denominados «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior. • Endesa cierra el 2023 consolidando la reducción acumulada de emisiones del 66 % en apenas 7 años desde la adopción del Acuerdo de París en 2015 a pesar de la desviación puntual en los 2 últimos años respecto a la senda prevista debido, entre otros, al conflicto Rusia-Ucrania, las tensiones geopolíticas y la crisis energética. • A 31 de diciembre de 2023 las existencias y la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) asciende a un importe total de 684 millones de euros y 917 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 31 y 37.3).
Garantías de Origen	• Este mecanismo europeo tiene como objetivo fomentar el uso de energía generada a partir de fuentes de energía renovables. • En España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la responsable del Sistema de Garantía de Origen, así como de la expedición y gestión de las garantías de origen generadas. • Las compañías podrán solicitar garantías de origen para la energía que generen en instalaciones de producción de electricidad de fuentes renovables. • Las compañías que comercializan energía renovable tienen la obligación de redimir un volumen de garantías de origen equivalente a las ventas de energía renovable realizadas a clientes.	• Este mecanismo afecta a las compañías comercializadoras de Endesa que tienen que acreditar la energía renovable que se comercializa, es decir, las compañías de Endesa que utilizan garantías de origen en su actividad de comercialización de electricidad deben redimir en el año siguiente las garantías de origen asignadas a los consumidores a los que haya suministrado electricidad de origen renovable durante los meses correspondientes a las garantías a redimir. • Por otra parte las sociedades de Endesa que generan energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables obtienen garantías de origen expedidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). • A 31 de diciembre de 2023 las existencias y la provisión por derechos a entregar Garantías de Origen asciende a un importe total de 109 millones de euros y 147 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 31 y 37.3).

Mecanismo Medioambiental	Términos del Mecanismo Mediambiental	Naturaleza
Certificados Eficiencia Energética (CAE[1], CEE)	• La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre, relativa a la Eficiencia Energética, introdujo un objetivo obligatorio de reducción anual del consumo de energía final. En España, el cumplimiento de dicho objetivo se ha materializado históricamente a través de: a. Un sistema nacional de obligaciones instrumentado a través de aportaciones al denominado Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) y b. Un conjunto de medidas alternativas, que en ningún caso pueden estar financiadas con el fondo anterior, y que son de índole muy diversa (impuestos, determinadas campañas de publicidad, renovación del parque automovilístico, etc.). • Este sistema de obligaciones impone a las comercializadoras de electricidad, gas y operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo (glp) (sujetos obligados) una obligación de ahorro energético anual, que se ha concretado en un pago al citado Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). No obstante, desde 2023 se permite a las comercializadoras y a los operadores al por mayor que, de forma voluntaria, además de contribuir económicamente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) completen el cumplimiento de su obligación mediante la aportación de los denominados Certificados de Ahorro Energético (CAE). • Todos los años se publica una Orden Ministerial en la que se establece la cuantía mínima que cada sujeto debe aportar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), así como el número de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) que podrá entregar a 31 de diciembre. En caso de no aportar todos los Certificados de Ahorro Energético (CAEs) esperados, el sujeto obligado deberá realizar una aportación complementaria equivalente.	• Este mecanismo afecta a las compañías comercializadoras de Endesa que tienen que contribuir anualmente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). Se establece un porcentaje mínimo obligatorio de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), pudiendo presentar Certificados de Ahorro Energético (CAEs), si así lo desean, para completar su obligación anual. En caso contrario, se podría cumplir con la obligación anual únicamente mediante contribución financiera al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) por el total de las obligaciones (véase Nota 6). • A estos efectos, las comercializadoras de Endesa pueden delegar la obtención de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) en un «*sujeto delegado*». Endesa X Servicios, S.L.U. se dio de alta como «*sujeto delegado*».
	• En Francia tras los acuerdos de la Unión Europea en materia de energía y clima, en 2005 se aprobó la Ley «POPE», que regula la obligación de que los proveedores de energía y distribuidores de combustible generen o financien ahorros de energía en los sectores: transporte, residencial, Pequeña y Mediana Empresa (PYME) y agrícola. • La obligación se calcula en base a la facturación a consumidores de los sectores afectados y se cumple mediante la presentación de una cantidad de Certificados de Eficiencia Energética (CEE) equivalente. • Si el obligado no alcanza sus obligaciones al término del periodo, se aplicarán sanciones financieras comprendidas entre 15 €/MWh y 20 €/MWh.	• Endesa Energía, S.A.U. realiza la actividad de comercialización, a través de sucursal, en el mercado liberalizado de Francia y participa en el mecanismo como actor obligado. • El aprovisionamiento de Certificados de Eficiencia Energética (CEE) se realiza a través del mercado primario o en el mercado secundario. • A 31 de diciembre de 2023 las existencias y la provisión por derechos a entregar Certificados de Eficiencia Energética asciende a un importe total de 11 millones de euros y 14 millones de euros, respectivamente, (véanse Notas 31 y 37.3).

[1] Certificado de Ahorro Energético (CAE) es un documento electrónico que garantiza que, tras llevar a cabo una actuación de Eficiencia Energética, se ha conseguido un nuevo ahorro de energía final equivalente a 1 kWh.

b) Normativa contable relacionada con los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

Las normas de registro y valoración relativas a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y a las garantías de origen y otros certificados ambientales se describen en las Notas 3.2.i.2, 3.2.i.3, 3.2.i.3 y 3.2.i.4.

c) Impactos contables relacionados con los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

Coste de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

El detalle de los costes de explotación relativos a mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales, que se incluyen en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado, de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)		925	865
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales		157	109
TOTAL	10.1	**1.082**	**974**

El número de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), de garantías de origen y otros certificados ambientales utilizados por Endesa en sus obligaciones de cumplimiento medioambiental son los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2023		2022	
		Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)
Saldo Inicial		**10.421**	**16.815**	**10.670**	**10.934**
Autoproducidas		–	11.732	–	10.661
Compra		13.824	13.625	10.262	12.063
Venta		–	–	–	–
Redención	11.1, 11.2 y 17.3	(13.271)	(22.939)	(10.511)	(16.843)
Saldo Final		**10.974**	**19.233**	**10.421**	**16.815**

Provisión para cubrir el coste de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y el movimiento de las provisiones para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), de las garantías de origen y otros certificados ambientales relativo a las obligaciones de entrega de los mismos a las autoridades competentes es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	11.1	–	917	–	862
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	11.2	–	161	–	81
TOTAL	17.3	**–**	**1.078**	**–**	**943**

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Gastos de Explotación		Resultados Financieros (Nota 18.1)	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 8.1)	Pagos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
		Dotaciones	Reversiones					
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	862	925	(869)	–	–	–	(1)	917
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	81	157	(77)	–	–	–	–	161
TOTAL	**943**	**1.082**	**(946)**	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**1.078**

5.2. Conflicto Rusia-Ucrania

Conflicto Rusia-Ucrania y entorno macroeconómico

El entorno macroeconómico y geopolítico durante el ejercicio 2023 se ha caracterizado por la incertidumbre y volatilidad en los mercados energéticos como consecuencia de:

- La prolongación del conflicto Rusia y Ucrania, que no presenta señales de resolución a corto plazo, y sus implicaciones sobre el suministro y los precios de las materias primas, principalmente el gas, a la que se añade la situación de tensión actual derivada del conflicto en Oriente Medio;
- El fuerte incremento de la inflación junto con las posibles tensiones en la cadena de suministro y las implicaciones de la reapertura de la economía China;
- La Ciberseguridad; y
- El contexto macroeconómico actual de subida de tipos de interés que ha producido un encarecimiento de la financiación de la deuda pública y corporativa.

Por lo que respecta a los mercados de combustibles líquidos, éstos se han reequilibrado una vez que han entrado en vigor las sanciones que ha impuesto la Unión Europea a las importaciones de crudo y productos rusos derivadas del conflicto en Ucrania. Actualmente existe disponibilidad de productos en los principales «*hubs*» de refino y comercio del norte de Europa. Por su parte, Endesa tiene cerradas sus necesidades de abastecimiento de fuel oil y gasoil para las centrales en los Territorios No Peninsulares (TNP) con compañías de reconocida solvencia y con capacidad de refinación propia. No obstante, podría darse el caso de que las tensiones de mercado existentes dificultasen estos suministros.

En relación con el gas, Endesa no tiene contrapartes eventualmente afectadas por las sanciones, ni tiene formalizados contratos de suministro de gas con Rusia, de manera que el suministro de gas de la Compañía está asegurado. Respecto al precio del gas en los mercados europeos afectados por la reducción de gas ruso a Europa, particularmente el «*Title Transfer Facility*» (TTF), ha seguido una tendencia neutral durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 con considerable volatilidad a pesar del alto nivel de almacenamiento y la debilidad de la demanda. En este sentido, Endesa tiene contratadas posiciones en dicho índice fruto de su estrategia de cobertura de los ingresos esperados por la venta de gas, y las necesidades de liquidez han evolucionado a la baja derivadas de la posición neta sujeta a marginación de los instrumentos financieros contratados en mercados organizados.

Por lo que se refiere al uranio (UF_6), Endesa ha cubierto las necesidades de combustible nuclear de las recargas de años sucesivos.

Dada la complejidad del entorno actual y en cumplimiento de las recomendaciones del «*European Securities and Markets Authority*» (ESMA) Endesa monitorea tanto el estado y evolución de la situación actual generada por los conflictos en Rusia-Ucrania y Oriente Medio al objeto de gestionar los riesgos potenciales como los cambios en las variables macroeconómicas, financieras y comerciales del entorno actual, así como de las medidas normativas en vigor, al objeto de actualizar la estimación de los posibles impactos en los Estados Financieros Consolidados. Dicho análisis se detalla en las siguientes Notas de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Aspectos	Notas	Contenido
Empresa en Funcionamiento	2.2	Impacto del conflicto y del entorno macroeconómico en las actividades que desarrollan las sociedades del Grupo.
Marco Regulatorio	6	Medidas regulatorias adoptadas por las autoridades comunitarias y nacionales en respuesta a las consecuencias económicas y sociales del conflicto y del entorno actual.
Deterioro de Activos No Financieros	3.2f.3, 20.3, 23.3 y 24.1	Seguimiento del contexto actual.
Existencias	20	Efecto del contexto económico en los contratos con cláusulas «*take or pay*».
Provisiones	27	Hipótesis actuariales utilizadas.
Instrumentos Financieros	39.1.6 y 41	Modificación del modelo de negocio y de las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros, así como reclasificación entre las categorías de los mismos. Evolución de la valoración y liquidación de derivados de materias energéticas, detalle de instrumentos financieros y cumplimiento de los criterios establecidos por la normativa para aplicar la contabilidad de coberturas.
Deuda Financiera	39, 30 y 41.3	Detalle de deuda financiera.
Riesgo de Precio de Materias Energéticas	42.3	Análisis de sensibilidad. Evolución de los precios de la electricidad y gas en los mercados de energía y otras materias primas.
Riesgo de Liquidez	41.4 y 42.4	Detalle de posición de liquidez.
Riesgo de Crédito	40.5	Análisis de deterioro de activos financieros.
Riesgo de Concentración	42.6	Análisis de posibles retrasos en los suministros y cumplimiento de contratos a nivel de la cadena de suministro.
Medición a Valor Razonable	4.5	Detalle de activos y pasivos financieros valorados a valor razonable.

De acuerdo con lo anterior, en el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 los efectos derivados tanto del conflicto como del contexto actual no han tenido un impacto significativo en el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ni en el Resultado de Explotación (EBIT). La posición neta sujeta a marginación en los Mercados Organizados en los que Endesa contrata sus instrumentos financieros muestra la evolución del mercado de gas, cuyos precios se han situado en niveles inferiores a los anteriores al conflicto, lo que ha supuesto unas menores necesidades de colateralización siendo el saldo a 31 de diciembre de 2023 de 1.220 millones de euros (6.724 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) que han impactado positivamente en la posición de liquidez de Endesa (véanse Nota 41.1.1).

En un escenario en constante evolución, Endesa realiza un seguimiento continuo de las variables macroeconómicas y de negocio para disponer en tiempo real de la mejor estimación de los potenciales impactos.



6. REGULACIÓN SECTORIAL

6.1. Marco normativo de España

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga y sustituye la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que recogía la regulación básica del Sector Eléctrico, estableció el nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes. Los aspectos más significativos de ese esquema son los siguientes:

- Se establece como principio fundamental la Sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico, de modo que los ingresos sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del Sistema. Los costes del Sistema serán financiados a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (destinados a cubrir la retribución de ambas actividades), los cargos que se establezcan para el pago de otras partidas de costes, las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) así como cualquier otro ingreso o mecanismo financiero que se haya establecido. Adicionalmente:
  - Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. Al mismo tiempo, mientras existan partidas de coste destinadas a pagar deudas pendientes de años anteriores, no se podrán revisar a la baja los cargos.
  - Para los ejercicios que se inicien desde 2014, los desajustes temporales que se produzcan estarán limitados a un importe máximo anual del 2 % de los ingresos estimados del Sistema (o del 5 % en términos acumulados). Los desajustes y desviaciones transitorias que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda. En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes que se produzcan generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.
  - Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de cada año financiarán el 50 % de la compensación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) del propio año.
- En cuanto a la retribución de las actividades, se establece que la retribución de las actividades de transporte, distribución, producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) y producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución se establecerán considerando la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de 6 años. La Ley fijó la tasa de retribución de los activos para el primer periodo regulatorio (que finalizó el 31 de diciembre de 2019) como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 3 meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los Territorios No Peninsulares (TNP), y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Para el segundo periodo regulatorio, iniciado el 1 de enero de 2020, el valor de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica ha sido establecido por la Circular 2/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y para las actividades de producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional y la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico por el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre.
- No existe diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.
- La tarifa a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, se denomina Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), siendo la Tarifa de Último Recurso (TUR) la tarifa para los consumidores vulnerables y aquellos, que sin cumplir los requisitos para tener derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

(PVPC), transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

Junto con esta Ley básica, desde 2012 se aprobaron igualmente diversas disposiciones con la finalidad de reducir el déficit de actividades reguladas y garantizar la estabilidad financiera del Sistema. Entre ellas hay que hacer referencia al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, y que modifica, entre otros aspectos, el régimen retributivo de las instalaciones de generación de energías renovables, cogeneración y residuos, así como para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Igualmente, hay que hacer referencia a la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad energética, cuya entrada en vigor tuvo lugar el 1 de enero de 2013, y que supuso la introducción de nuevos tributos lo la modificación de otros ya existentes) que afectan a las instalaciones de generación. En concreto, se introducen los siguientes tributos:

- Impuesto general a la producción, equivalente al 7 % del ingreso total percibido. Este impuesto, posteriormente, ha sido suspendido temporalmente en varias ocasiones.
- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica que, tras la Sentencia del Tribunal Supremo de 19 de abril de 2021, fue modificado mediante la Ley 7/2022, de 8 de abril, y equivale al 25,5 % del ingreso, que se reducirá en un 92 % para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y en un 90 % para los bombeos de más de 50 MW, así como, en la forma que reglamentariamente se determine, para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.
- Céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo, posteriormente eliminado en determinados supuestos a través del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre.

De acuerdo con lo establecido en la citada Ley, el importe de la recaudación de estos tributos, junto con otras cuantías derivadas de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, se destinará a financiar los costes del Sistema Eléctrico.

Junto con las disposiciones generales, el Gobierno fue aprobando diversos desarrollos reglamentarios sobre las distintas actividades asociadas al suministro de energía eléctrica.

Adicionalmente, a raíz del proceso de Transición Energética, así como de la adaptación de las funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a la normativa comunitaria, el Gobierno aprobó determinadas modificaciones del régimen actual, que se detallan más adelante.

Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural

Con fecha 12 de enero de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto Ley, que tiene como finalidad adaptar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) al derecho comunitario, tras los requerimientos realizados por las autoridades comunitarias.

De acuerdo con este Real Decreto Ley, corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la aprobación, mediante Circulares, de aspectos tales como la estructura, metodología y los valores concretos de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de gas natural y electricidad, y a las plantas de gas natural licuado (GNL), la metodología y parámetros de la retribución del transporte y distribución de gas y electricidad, las plantas de gas natural licuado (GNL), el operador y el gestor técnico del Sistema Gasista, o la tasa de retribución de las actividades de transporte y distribución dentro del límite máximo que fije el Gobierno.

Al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) le corresponde aprobar una serie de orientaciones de política energética que debe tener en consideración la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y que abarcan aspectos tales como la seguridad del suministro, la Sostenibilidad económica y financiera del Sistema, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el Cambio Climático, la gestión de la demanda, las elecciones de tecnologías futuras o el uso racional de la energía. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) tendrá el plazo de un mes para aprobar Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que puedan incidir en temas de política energética, o versen sobre peajes, retribución de actividades reguladas, condiciones de acceso y conexión y normas de funcionamiento del Sistema Eléctrico y Gasista, existiendo, en caso de discrepancia, una Comisión de Cooperación para buscar el entendimiento.

Las nuevas funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) son de aplicación a partir del 1 de enero de 2020 en todo caso. Por otro lado, los procedimientos que se hubieran iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto Ley, así como cualquier procedimiento que, con independencia del momento de su iniciación, se refiera a años anteriores a 2019, se sustanciarán conforme a la normativa previa.

El Real Decreto Ley modifica igualmente determinados aspectos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este sentido, en relación con la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución, cuya fijación corresponderá en virtud del Real Decreto Ley a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Gobierno fijará por ley un límite máximo a su valor, referenciado a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar en cada periodo regulatorio. Si al comienzo del nuevo periodo no se hubiera fijado el citado límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo correspondiente al periodo regulatorio anterior, o, en su defecto, será la tasa de retribución del mismo.

En cuanto a la actividad de generación con régimen retributivo adicional en los Territorios No Peninsulares (TNP), la tasa de retribución financiera será fijada por el Gobierno. Esta tasa podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio, referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar por Ley en cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un nuevo periodo regulatorio no se hubiera determinado esta tasa de retribución financiera, se entenderá prorrogada la del periodo regulatorio anterior.

Finalmente, en relación con las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico, podrá modificarse en la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio el valor sobre el que girará la tasa de rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo, que se fijará legalmente.

En el ejercicio de las funciones atribuidas a través del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado determinadas disposiciones, entre las que se encuentran las siguientes:

- Circular 2/2019, de 12 de noviembre, sobre la tasa de retribución financiera de electricidad y gas: Circular sobre la tasa de retribución financiera para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, en el que se establece un valor de 5,580 % (6,003 % para 2020) para las actividades de transporte y distribución de electricidad.
- Circular 3/2019, de 20 de noviembre, sobre el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la operación del Sistema: Circular relativa a las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de producción de electricidad y la gestión de la operación del Sistema, que tiene por finalidad establecer la regulación relativa a los mercados de energía en los distintos horizontes temporales (mercados a plazo, diario, intradiario, de balance y Resolución de congestiones del Sistema Eléctrico) y establecer las metodologías relativas a los aspectos técnicos de la operación del Sistema, todo ello garantizando la armonización progresiva y el acoplamiento a nivel europeo de los mercados de electricidad.
- Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de metodología de retribución de la distribución eléctrica: Circular sobre la metodología de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que tiene por objeto establecer los parámetros, criterios y metodología de retribución de esta actividad en el siguiente periodo regulatorio. La Circular contempla una nueva fórmula retributiva, reagrupando algunas de las partidas del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y creando otras nuevas. Igualmente, se modifican determinados aspectos de los incentivos de pérdidas, calidad y fraude.
- Circular 3/2020, de 15 de enero, sobre la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Con fecha 31 de enero de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha iniciado el trámite de una consulta pública sobre una propuesta que modificaría esta Circular.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, sobre la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, que tiene por objeto regular los procedimientos, plazos y criterios para la evaluación de la capacidad de acceso y el otorgamiento de los permisos, mejorar la transparencia del proceso, así como otros aspectos relativos al control del grado de avance de los proyectos de modo que se asegure su culminación.
- Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, por la que se define un conjunto de ratios financieros para evaluar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas reguladas, proponiendo valores recomendados para dichos ratios, y creando un índice global de ratios que tendría incidencia sobre la retribución por debajo de determinados valores. El ámbito de aplicación comprende las actividades de transporte y distribución de los sectores de electricidad y de gas. Adicionalmente, a los efectos del análisis de las operaciones de toma de participaciones, también podría aplicar a las empresas que realizan actividades en Territorios No Peninsulares (TNP) en el Sector Eléctrico, y a las empresas que realizan actividades en el sector de hidrocarburos.

Retribución de la actividad de distribución de electricidad

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. El objetivo es contar con una metodología estable y predecible que garantice, bajo unos criterios homogéneos en todo el te-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

rritorio español, una rentabilidad adecuada al menor coste posible para el Sistema. Los aspectos principales de esta metodología son los siguientes:

- Se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- Se retribuirán los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública y los costes de estructura.
- Se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude.
- El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2, reconociéndose un coste financiero.
- Se establecen mecanismos de control de la inversión. Así, se limita el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13 % del Producto Interior Bruto (PIB). Las empresas distribuidoras presentarán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) sus planes de inversión (anual y plurianual) para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

El esquema establecido en este Real Decreto será de aplicación una vez se inicie el primer periodo regulatorio, siendo de aplicación hasta entonces el esquema transitorio establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Con fecha 28 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los Reales Decretos de retribución de redes eléctricas (el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, para transporte, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para distribución). Entre otros aspectos, el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios al Consumo (IPC) conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

El 12 de diciembre de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/2660/2015, de 11 de diciembre, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de distribución. Esta Orden fijó el inicio del primer periodo regulatorio el 1 de enero de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, que establece la retribución de la actividad de distribución para 2016. Con fecha 15 de septiembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio de la Subdirección General de Recursos, Reclamaciones y Relaciones con la Administración de Justicia por el que se notificó el Trámite de Audiencia de la Orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se inició el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio. En paralelo, Con fecha 21 de septiembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por las que se ejecutan diversas Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica de 2016. En el caso de Endesa, se establece uno nuevo valor para el parámetro λibase (coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros). Tras iniciarse el procedimiento de lesividad, posteriormente el Tribunal Supremo dictó Sentencia parcialmente estimatoria, en cuya virtud el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de una propuesta de Orden por la que se ejecuta dicha Sentencia, que ha sido finalmente aprobada como Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, que tiene en cuenta igualmente los efectos de la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre.

Con fecha 3 de agosto de 2022 se publicó la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. Esta Orden Ministerial establece el valor de la retribución de los años 2017 a 2019, en la que no se recoge la retribución de todas las partidas de inversión y operación y mantenimiento. En la medida que la Sociedad considera que estas partidas están adecuadamente justificadas, ha interpuesto el correspondiente recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Supremo.

Conforme al Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la metodología de la retribución desde 2020 es establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En virtud de ello, la citada Comisión aprobó la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de metodología de retribución de la distribución eléctrica, que tiene por objeto establecer los parámetros, criterios y metodología de retribución de esta actividad en el siguiente periodo regulatorio. En ella se contempla una nueva fórmula retributiva, reagrupando algunas de las partidas del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y creando otras nuevas. Igualmente, se modifican determinados aspectos de los incentivos de pérdidas, calidad y fraude.

Con fecha 16 de diciembre de 2022 se inició la tramitación de la propuesta de Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establece la retribución para el año 2020, que no recoge todas las inversiones realizadas por la Sociedad y que habían sido previamente aprobadas por la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Secretaría de Estado de Energía, dentro de los planes plurianuales que se remiten a estas instituciones.

En relación con la tasa de retribución financiera para el segundo periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, en la que se establece para las actividades de transporte y distribución de electricidad un valor de 5,580 % (6,003 % para 2020).

Finalmente, indicar que con fecha 1 de febrero de 2024 se ha publicado la Resolución de 18 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología de cálculo del ajuste a realizar en la retribución anual de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades diferentes al transporte y la distribución de electricidad.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2023 se describen en las Nota 9.1.

Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP)

Las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) son objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial fue desarrollada inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales, de 30 de marzo de 2006, que desarrollaban el citado Real Decreto.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio extrapeninsular era que la producción de electricidad se configuraba como una actividad con remuneración regulada, a diferencia de la situación en la Península Ibérica, debido a las especificidades de estos Sistemas.

Con fecha 30 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), siendo los principales aspectos en ella contenidos los siguientes:

- Por razones de seguridad o eficiencia técnica y económica, se podrá reconocer el régimen retributivo adicional al precio del mercado peninsular a nuevas instalaciones de generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- No se reconocerá el régimen retributivo adicional o primado a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40 % en ese Sistema. Se exceptúan aquellas instalaciones adjudicadas en concursos de capacidad para la implantación de fuentes de energías renovables, que dispongan de autorización administrativa o que hayan resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución. Igualmente, se contemplan excepciones en el caso de inversiones de renovación y mejora de eficiencia de las centrales en explotación que no supongan un aumento de capacidad, o cuando no existan otros agentes interesados en promover instalaciones.
- La obtención del régimen retributivo adicional por parte de nuevas instalaciones o renovaciones de instalaciones existentes requerirá de la obtención de una resolución favorable de compatibilidad previa a la obtención de la autorización administrativa previa.
- La titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento de concurrencia. No obstante, lo anterior, las empresas que con anterioridad a 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10 % de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.
- La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de 6 meses a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013.
- Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.

- Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Gobierno en el Sistema Eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Con fecha 1 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP). Este Real Decreto estableció un esquema similar al vigente hasta su entrada en vigor, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento, contemplando también, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad energética. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas. Entre otros, se regula un procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención de la resolución favorable de compatibilidad introducida por la citada Ley 17/2013, de 29 de octubre.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose para determinadas medidas un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012. De acuerdo con la disposición adicional undécima, su plena y definitiva eficacia se subordina a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne. En este sentido, con fecha 28 de mayo de 2020 la Comisión Europea aprobó el esquema establecido en el Real Decreto, concluyendo que cumple con los criterios de los Servicios de Interés Económico General y que es compatible con el mercado interior. El esquema se aprueba inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2025 en el caso de las Islas Baleares, y hasta el 31 de diciembre de 2029 en el caso de las Islas Canarias, Ceuta y Melilla, pudiendo el Reino de España solicitar su mantenimiento con anterioridad a dichas fechas.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer periodo regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos. A partir del 1 de enero de 2020, y de acuerdo con el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, de medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al Sistema Eléctrico y para dar respuesta al cese de actividad de centrales térmicas de generación, la tasa de retribución ha sido fijada en el periodo 2020-2025 en un valor de 5,580 %, siendo el valor correspondiente a 2020 del 6,003 %.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se revisan los parámetros técnicos y económicos de retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) para el siguiente periodo regulatorio 2020-2025. Esta orden fija los nuevos valores que serán de aplicación en el segundo periodo regulatorio 2020-2025 para los distintos parámetros técnicos y económicos que determinan la retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), aplicando la metodología ya recogida en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En relación con los precios de combustibles, con fecha 7 de agosto de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible, con efectos 1 de enero de 2020. Hay que indicar que con fecha 16 de noviembre de 2021 el Tribunal Supremo ha dictado la Sentencia núm. 1337/2021 con relación al recurso interpuesto por Endesa contra esta Orden, condenando a la Administración del Estado (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)) a dictar, en el plazo de 6 meses, una nueva orden ministerial que regule las subastas de combustibles.

De acuerdo con ello, con fecha 30 de diciembre de 2022 se publicó la Orden TED/1315/2022, por la que se ejecuta la Sentencia 1337/2021 del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 en relación con la necesidad de regular las subastas para el suministro de combustible en los Territorios No Peninsulares (TNP) así como otros aspectos de carácter técnico. La Orden establece el procedimiento para la realización de las subastas de combustible, que tendrán carácter bienal y serán sobre el producto puesto en central (o la materia prima en el caso del gas de Baleares). Serán subastas a la baja partiendo de unos precios de salida que se obtienen de incrementar en un 10 % (3 % en el caso del gas natural) los precios de referencia, los cuales serán los que apliquen hasta la realización de las subastas así como en caso de que dichas subastas queden desiertas o sean anuladas. De aplicación desde el 27 de enero de

2022, el precio de referencia del gas natural será el precio del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), y para el resto de combustibles se define a partir de una serie de índices internacionales, a los que se añade en su caso una prima. La Orden reconoce igualmente unos costes de logística para poner el producto en la central, que podrán ser revisados cada 3 años. Además, la Orden incorpora igualmente el uso de gas natural en Canarias y Melilla así como de los gases licuados del petróleo (GLP) en Canarias, junto con otros combustibles menos contaminantes.

Tras la publicación de la Orden TED/1315/2022, con fecha 3 de febrero de 2023 se publicó la Resolución de 24 de enero de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil, y gasoil del segundo semestre de 2021 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares. De acuerdo con la misma, los precios de combustibles han sido determinados aplicando las referencias recogidas en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por entender la citada Dirección General que la Sentencia 1337/2021 del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 ha sido declarada contraria a derecho y no resulta de aplicación para la determinación de los precios de los combustibles.

Por otro lado, en aplicación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado en el mes de enero de 2023 el proceso de audiencia de la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución de favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional, proceso que tiene por objeto otorgar la resolución de compatibilidad, entre otras, a actuaciones que permitan cubrir las necesidades de potencia adicional que se hayan puesto de manifiesto en los análisis de cobertura realizados por el Operador del Sistema. Con fecha 6 de noviembre de 2023 se ha abierto audiencia pública de una nueva versión de esta propuesta de resolución, que actualiza las necesidades de potencia con la última información del Operador del Sistema e introduce otros aspectos, tales como nuevos criterios y baremos para la valoración de las solicitudes que se presenten.

Asimismo, el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC), ha modificado ciertos aspectos normativos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), entre ellos:

- Se elimina con efectos desde el 1 de enero de 2023 el factor de corrección por factura de combustible.
- Se introduce en el cálculo de la retribución por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), con efectos desde 1 de julio de 2023, un factor de correlación para tener en cuenta las emisiones reales de las instalaciones.
- En relación con las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro, se reconoce un coste financiero por el retraso entre el cierre de liquidación de las actividades reguladas del Sector Eléctrico del ejercicio en que se aprueben dichas medidas y la fecha de aprobación de liquidación definitiva de dicho ejercicio, de acuerdo con el Euribor a un año incrementado en 50 puntos básicos.

Finalmente, en el mes de julio de 2023 se han publicado las resoluciones que aprueban las cuantías definitivas de los costes de la actividad de producción de los Territorios No Peninsulares (TNP) de 2018 y 2019, y en septiembre, se ha iniciado la tramitación de la propuesta de resolución equivalente del año 2020.

Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aprobó un nuevo sistema de retribución para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de cogeneración y de residuos, tras el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La nueva metodología sustituye el esquema de tarifas reguladas anterior por un nuevo marco en el que se aplica el concepto de rentabilidad razonable, establecida en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a 10 años más 300 puntos básicos. En este nuevo marco, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, las instalaciones percibirán una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que se defina que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

El nuevo régimen retributivo es de aplicación tanto a las instalaciones existentes como a las nuevas. Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

En los Territorios No Peninsulares (TNP) se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación.

La normativa establece también las condiciones para la revisión de los diferentes parámetros retributivos. Estos únicamente podrán modificarse, según el caso, cada 6

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

años, cada 3 o anualmente. El valor estándar de la inversión inicial y la vida útil regulatoria permanecerán invariables una vez reconocidos a cada instalación tipo.

Con fecha 20 de junio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de las instalaciones tipo definidas.

Con fecha 5 de agosto de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Con fecha 28 de febrero de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020. Esta Orden actualiza los valores que serán de aplicación en el segundo periodo regulatorio 2020-2025 para los distintos parámetros que determinan la retribución de estas instalaciones, de conformidad con la metodología establecida en su normativa general, y sin perjuicio de los mecanismos de actualización periódica contemplados en la misma. Los valores de los distintos parámetros son de aplicación desde el 1 de enero de 2020, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre. La Orden aprueba igualmente el precio de mercado previsto para cada año del semiperiodo 2020-2022.

Al mismo tiempo, a través del Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, se fijó la tasa de rentabilidad razonable de las instalaciones renovables, cogeneración y residuos desde el 1 de enero de 2020, estableciéndose en un valor del 7,090 %, pudiendo aquellas instalaciones anteriores al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, mantener la tasa actual (7,398 %) hasta 2031 si no han presentado arbitrajes, o renuncian a ellos.

Con fecha 24 de junio de 2020 se publicó el Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Entre otros aspectos, este Real Decreto Ley introduce un nuevo modelo de subastas para los futuros desarrollos de energía renovable, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, pudiéndose distinguir entre distintas tecnologías.

Con fecha 5 de agosto de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/765/2020 y la Orden TED/766/2020, ambas de 3 de agosto, por las que se establecen las bases reguladoras de las subastas de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes renovables y en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, respectivamente, susceptibles todas ellas de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea. Las ayudas se otorgarán mediante subvenciones a fondo perdido a través de procedimientos de concurrencia competitiva de aplicación a todo el territorio nacional, especificándose en cada convocatoria el ámbito geográfico de aplicación de la misma. Las actuaciones deberán estar completamente finalizadas antes del 30 de junio de 2023, salvo que expresamente se establezca en las convocatorias un plazo más restrictivo. El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) ha lanzado ya varias convocatorias de ayudas a la inversión en instalaciones mediante procedimientos de concurrencia para distintas regiones del territorio nacional.

Posteriormente, con fecha 4 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el desarrollo del nuevo esquema retributivo para los futuros desarrollos de energías renovables, denominado Régimen Económico de Energías Renovables (REER). Este régimen económico se otorgará mediante subastas reguladas por Orden Ministerial que fijarán un cupo de energía y/o potencia máxima a subastar, que podrán distinguir entre distintas tecnologías según sus características técnicas, tamaño, gestionabilidad, localización o madurez tecnológica; el producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas, y se ofertará el precio por unidad de energía eléctrica, en €/MWh.

En cuanto a la retribución de la energía, el precio a percibir por cada unidad vendida en el mercado diario o intradiario será el precio ofertado (para servicios de ajuste y balance, será el precio de los respectivos mercados). Alternativamente, se podrán establecer incentivos de participación o exposición en el mercado, mediante un porcentaje de ajuste de mercado a aplicar al precio de mercado diario, cuyo porcentaje de corrección sobre el precio fijado en la subasta se definirá en cada convocatoria.

Todas las instalaciones de este Régimen participarán en el mercado y el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE) realizará una liquidación por diferencias entre los precios del mercado diario o intradiario y el precio de adjudicación de las instalaciones.

Igualmente, por Orden Ministerial se fijará un calendario de subastas para un periodo mínimo de 5 años, actualizable al menos anualmente, y que podrá incluir plazos, frecuencia, capacidad y tecnologías. Este calendario se publicó con fecha 5 de diciembre de 2020, a través de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-

2025. Este calendario se actualizará anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) (actualmente en revisión). Las subastas se convocarán por medio de Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Desde entonces se han realizado 4 subastas, siendo su resultado de 3.034 MW, 3.124 MW, 177 MW y 45,5 MW adjudicados.

Finalmente, con fecha 8 de julio de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial el Estado (BOE) la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, que actualiza los parámetros retributivos en el semiperiodo 2023-2025, incorporando, entre otros aspectos, la modificación de las referencias de precio del mercado eléctrico y combustibles a utilizar para determinadas instalaciones acogidas al régimen retributivo específico de renovables, cogeneración y residuos, para considerar valores más acordes a la situación actual de los mercados. Por otro lado, los precios de mercado previstos incorporan, de conformidad con un mandato introducido por el Real Decreto Ley 5/2023, de 28 de junio, referencias a los precios a plazo.

Por otro lado, durante los últimos años, en el contexto de las consecuencias derivadas tanto del COVID-19 como de la guerra de Ucrania, se han adoptado diversas medidas para impulsar el desarrollo de la producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Algunas de estas medidas han sido las siguientes:

- Con la finalidad de evitar actuaciones especulativas en el ámbito renovables y evitar una saturación de las administraciones, se establece que durante un plazo de 18 meses (desde la publicación del Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre), en aquellos nudos reservados para concursos de capacidad, quedarán suspendidos determinados procedimientos que los promotores hubieran instado ante el órgano competente.
- Se avanza en la simplificación y agilización de las tramitaciones de las instalaciones renovables. Entre otros, se extiende 12 meses el plazo para que los proyectos renovables con permisos de acceso desde 1 de enero de 2018 en tramitación cumplan con el hito de obtener la autorización administrativa de construcción. Igualmente, para estos proyectos se amplía el plazo actual para obtener la autorización de puesta en explotación definitiva de 5 a 8 años.
- En relación con los concursos de acceso, entre otros aspectos, se contempla la liberación de un 10 % de la capacidad reservada para concursos de nudos donde se hayan o vayan a celebrar concursos para instalaciones renovables en autoconsumo.
- Se fijan procedimientos específicos que fomentan la agilización de los procedimientos de tramitación de nuevas plantas renovables o en tramitación, para proyectos eólicos de hasta 75 MW y fotovoltaicos de hasta 150 MW, con líneas de conexión de menos de 15 kW, mediante procedimientos simplificados

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2023 se describen en las Notas 9.1 y 39.

Autoconsumo

Con fecha 10 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro y la producción de electricidad con autoconsumo, estableciendo un marco normativo donde se garantiza la Sostenibilidad económica del Sistema y el reparto adecuado de las cargas del Sistema. Igualmente, desarrolla los peajes y cargos que debe pagar el autoconsumo, de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ya establecía que el autoconsumo debe contribuir a la financiación de los costes y servicios del Sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. A este principio se establecen 2 excepciones a las que se les exceptúa de dichos costes:

- Los consumidores en las islas; y
- Los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

Por otro lado, se crea un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el Operador del Sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar así la correcta operación del Sistema Eléctrico en condiciones de seguridad.

Con fecha 6 de octubre de 2018 se publicó el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, que ha modificado determinados aspectos sobre la regulación del autoconsumo. En concreto, se simplificaron las modalidades de autoconsumo y se posibilita el autoconsumo compartido. Igualmente, se elimina la aplicación de cargos y peajes en el caso de energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos. También contiene medidas de simplificación administrativa y técnica, especialmente para instalaciones de pequeña potencia.

Con fecha 6 de abril de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la Transición Energética y la protección de los consumidores.

Entre otros, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, contempla los siguientes aspectos:

- Junto con el autoconsumo individual conectado a una red interior, se incluye la figura del autoconsumo colectivo, de modo que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación (por ejemplo, en comunidades de propietarios o entre empresas o industrias ubicadas en una misma localización).
- Se define igualmente el concepto de «*instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas*», que permite realizar el autoconsumo tanto

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

con instalaciones de generación situadas en la misma vivienda (situación actual), como en otras que estén ubicadas en las proximidades.

- Se introduce un mecanismo simplificado de compensación de excedentes (energía generada por instalaciones de autoconsumo y que el usuario no consume instantáneamente) para instalaciones con una potencia no superior a 100 kW y siempre que produzcan electricidad a partir de energía de origen renovable. En este caso, no será necesario, para obtener compensación, constituirse como productor de energía, siendo la comercializadora quien compensará al usuario por la energía excedentaria en cada factura mensual, compensación que puede llegar hasta el 100 % de la energía consumida en ese mes.
- En el caso del autoconsumo colectivo y de proximidad, se contempla el reparto de la energía entre los consumidores asociados en proporción a la potencia contratada, conteniendo el Real Decreto la posibilidad de desarrollar métodos de coeficientes de reparto dinámicos, de modo que un consumidor pueda aprovechar los excedentes de otro consumidor asociado si éste no está consumiendo su parte proporcional.
- Se simplifican los trámites administrativos para todos los usuarios, especialmente para los pequeños autoconsumidores (instalaciones de hasta 15 kW o de hasta 100 kW, en caso de autoconsumo sin excedentes). También se simplifican las configuraciones de medida para que, en la mayoría de los casos, baste con un sólo contador en el punto frontera con la red de distribución.
- Finalmente, se establece un sistema de seguimiento de la implantación de estas instalaciones para controlar su inciciencia sobre la operación del Sistema, y permitir su integración progresiva en condiciones de seguridad.

Con fecha 21 de diciembre de 2021, el Consejo de Ministros aprobó la Hoja de Ruta del Autoconsumo, cuyo objetivo es identificar los retos y las oportunidades que presenta el autoconsumo y establecer medidas para asegurar su despliegue masivo en España en los próximos años.

Asimismo, con fecha 22 de diciembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de Estado (BOE) el Real Decreto Ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, y que, entre otros aspectos, y con el fin de dar impulso al autoconsumo, se introducen modificaciones en la regulación actual para agilizar su tramitación, así como para vincular estas redes no sólo a los consumidores conectados a la red interior sino también a otros consumidores próximos a dicha red y conectados a través de las redes de distribución y de transporte.

Finalmente, hay que indicar que, en el contexto de las medidas adoptadas por las consecuencias de la guerra de Ucrania, se han adoptado diversas medidas para impulsar el desarrollo del autoconsumo, por ejemplo, ampliando hasta 2.000 metros la distancia para el autoconsumo fotovoltaico en instalación próxima a través de la red, así como su ubicación, que además de sobre cubiertas, podrá ser en suelo industrial o en estructuras cuyo objetivo principal no sea la generación de electricidad.

Mecanismos de capacidad

Con fecha 23 de noviembre de 2017 se publicó la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Entre otros aspectos, la Orden modificó la retribución del servicio de disponibilidad, prorrogando el servicio de disponibilidad durante el primer semestre de 2018 y eliminando a las instalaciones hidroeléctricas del cobro de este servicio de disponibilidad durante dicho periodo.

La Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, suprimió el incentivo a la disponibilidad de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, en tanto no se revisen los mecanismos de capacidad para su adecuación a la normativa europea y al proceso de Transición Energética.

Por otro lado, en 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de una propuesta de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico Peninsular. La propuesta contempla un sistema de subastas («*pay as bid*»), mediante el cual se contratarán las necesidades de potencia firme (MW) detectadas en los análisis de cobertura de la demanda realizado por el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE).

El sistema de subastas está abierto a instalaciones existentes y nuevas, de generación, almacenamiento y gestión de demanda, estableciéndose determinados requisitos en cuanto a las emisiones máximas de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) de las instalaciones participantes.

El proyecto de Orden regula, asimismo, aspectos relacionados con las distintas tipologías de subasta previstas, los derechos y obligaciones de los proveedores del servicio de capacidad, incluido su régimen retributivo o el esquema de penalizaciones en caso de incumplimiento por parte de los referidos sujetos.

Consumidores vulnerables. Bono Social

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece determinadas medidas para reducir el coste del suministro eléctrico para los clientes que tienen la condición de vulnerables en función del cumplimiento de los requisitos que en cada momento se establezcan para ello. El mecanismo de financiación del coste derivado de estas medidas ha sufrido diversas modificaciones desde su implantación por la falta de adecuación de los mismos al ordenamiento jurídico.

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del Bono Social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. De acuerdo con dicho Real Decreto Ley, el Bono Social será asumido por las matrices de los Grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, en el porcentaje correspondiente a la cuota de clientes. Dicho porcentaje será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Con fecha 7 de octubre de 2017 se publicó el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el Bono Social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, así como la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

Entre otros aspectos, se identifican 3 categorías de clientes vulnerables en función del nivel de renta, medido a través del Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), estableciendo diferentes porcentajes de descuento según cada categoría. En concreto, las 3 categorías que se definen son:

- Clientes vulnerables (25 % de descuento).
- Clientes vulnerables severos (40 % de descuento).
- Clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social (100 % de descuento), siendo éstos últimos aquellos clientes vulnerables severos a los que los servicios sociales acrediten que les estuvieran financiando, al menos, el 50 % de la factura.

Este Real Decreto regula también aspectos referentes al suministro y, entre otras, aumenta de 2 a 4 meses el plazo de corte por impago para los clientes vulnerables (en el caso de los clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social no se podrá cortar el suministro, al tener la condición de suministro esencial).

Por medio del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la Transición Energética y la protección de los consumidores, se ha ampliado el colectivo de beneficiarios del Bono Social, incluyendo familias monoparentales, así como aquellas con miembros dependientes en grado 2 ó 3, que no alcancen determinados umbrales de renta. Igualmente, se amplían los supuestos de prohibición de corte por impago a familias beneficiarias para las que los servicios sociales acrediten que cuenten con menores de 16 años, dependientes o discapacitados, siendo estos importes financiados por los sujetos obligados a financiar el Bono Social. Se amplían también los consumos máximos con derecho a descuento. Finalmente, se crea un Bono Social térmico para calefacción, que será financiado por los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este Real Decreto Ley contempla la aprobación en 6 meses de una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética. En este sentido, con fecha 19 de diciembre de 2018 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició una consulta pública al respecto, siendo aprobada finalmente el 5 de abril de 2019.

A raíz de las Sentencias recaídas sobre el mecanismo de financiación del Bono Social, el Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, establece, entre otros aspectos, un nuevo mecanismo de financiación del Bono Social. De acuerdo con este nuevo mecanismo, el Bono Social será cubierto por todos los sujetos del Sector Eléctrico (generación, transporte, distribución y comercialización, así como consumidores directos) según la facturación agregada libre de impuestos de cada actividad, en base a la cual se fijará un valor de aportación unitario para cada actividad. En el supuesto de que el grado de cobertura de las aportaciones sea un 20 % inferior a las necesidades reales de financiación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) podrá proponer nuevos valores de las aportaciones. El Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, fija transitoriamente dichos valores unitarios de aportación hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) proponga los valores unitarios definitivos para el año 2022, los cuales han sido aprobados a través de la orden TED/733/2022, de 22 de julio. Finalmente, se establece que las cuantías que hayan sido soportadas por los comercializadores de referencia, y reconocidas en Sentencia, por financiación del Bono Social, serán asumidas por los nuevos sujetos obligados (véase Nota 51). El Real Decreto Ley establece, igualmente, que la financiación del Bono Social se incorporará como coste en la retribución de las actividades con retribución regulada.

Con fecha 31 de enero de 2023 se ha publicado la Orden TED/81/2023, de 27 de enero, por la que se actualizan para 2023 los distintos valores unitarios a abonar por los sujetos obligados a financiar el Bono Social, que han sido actualizados a la baja a través del Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

Asimismo, durante los últimos años, en el contexto de las consecuencias derivadas tanto del COVID-19 como de la guerra de Ucrania, se han adoptado diversas medidas para la protección de los consumidores más vulnerables, entre ellas las siguientes, algunas de las cuales han sido recientemente prorrogadas:

- Se incrementan, con vigencia hasta el 30 de junio de 2024, los descuentos para los beneficiarios del Bono Social, que pasan del 25 % al 65 % en el caso de consumidores vulnerables, y del 40 % al 80 % para los consumidores vulnerables severos. Del mismo modo, y con el mismo horizonte temporal, se incrementa un 15 % el límite de energía al que son de aplicación los descuentos.
- Se crea, con el mismo horizonte temporal, un nuevo descuento del 40 % para hogares trabajadores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con ingresos entre 1,5 y 2 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), incrementados en

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

0,3 por cada miembro adicional mayor de edad y 0,5 por cada miembro adicional menor de edad.

- Se establece hasta el 30 de junio de 2024 la prohibición de suspender los suministros de electricidad, agua y gas a consumidores vulnerables, vulnerables severos o en riesgo de exclusión social.
- Se establece un suministro mínimo vital para los consumidores vulnerables en situación de impago transcurridos 4 meses desde el primer requerimiento de pago, estableciéndose reglamentariamente una potencia límite que garantice unas condiciones mínimas de confort, que no podrá ser superada durante un periodo de 6 meses en los que el suministro no se podrá interrumpir.
- Igualmente, se modifican otros aspectos de los criterios para tener derecho al Bono Social. En concreto, se establece la renovación automática del Bono Social cada 2 años. Del mismo modo, se fijan nuevos criterios para la determinación de la categoría de consumidor vulnerable, pasando a basarse éste en la figura de la unidad de convivencia, constituida por aquellas personas que convivan en el mismo domicilio por vínculo matrimonial, pareja de hecho, segundo grado de consanguineidad, afinidad, adopción o similar. Se establece como umbral base un valor de 1,5 veces del índice Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) de 14 pagas, que se incrementará en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad y 0,5 por cada menor de edad, que integren la unidad de convivencia. Se incorporan igualmente dentro del colectivo beneficiario del Bono Social a los perceptores del ingreso mínimo vital. Los umbrales anteriores se incrementarán en un valor de 1 en determinados supuestos (gran dependencia, violencia de género, terrorismo, etc.), y se reducirán en un 50 % para los consumidores vulnerables severos.

Por otro lado, en relación con el mandato contemplado en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, con fecha 5 de abril de 2019 el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. En este instrumento se definen los conceptos de pobreza energética y consumidor vulnerable, se realiza un diagnóstico de situación de la pobreza energética, incluida la implicación en salud, desarrollo personal, social e igualdad, se determinan ejes de actuación y se fijan objetivos de reducción.

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética parte de la necesidad de mantener y mejorar los sistemas prestacionales (Bono Social eléctrico y térmico) como instrumentos de transición que irán dando mayor protagonismo a medidas estructurales que busquen afrontar el problema de raíz y a largo plazo.

Para analizar y realizar un seguimiento adecuado de las diversas tipologías de pobreza energética, se adoptan como indicadores primarios oficiales los contemplados por el Observatorio Europeo contra la pobreza energética (gasto energético sobre ingresos, pobreza energética escondida, incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada y retraso en el pago de las facturas). Con la finalidad de mejorar el valor más bajo de la serie de dichos indicadores en 2008-2017, y mejorar la media de la Unión Europea, la Estrategia establece un objetivo de reducción mínimo respecto a 2017 del 25 % en 2025, fijándose como meta a alcanzar una disminución del 50 %. El marco temporal de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética será de 5 años (2019-2024), y para su ejecución se prevé el desarrollo de planes operativos. Su gestión y seguimiento corresponderá al Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE).

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2023 se describen en la Nota 10.3.

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red que se fijen deberían ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del Sistema Eléctrico, de forma que no se generasen nuevos déficits ex ante. Igualmente, para el periodo 2009-2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites. Estos límites fueron modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, y el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del periodo 2001-2008 pendientes de recuperar.

Por otro lado, la normativa recoge igualmente que, en el supuesto de que existan desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada Norma (correspondiendo a Endesa el 44,16 %), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico generado hasta el 31 de diciembre de 2012, y el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, del déficit generado en 2013. Con las cesiones realizadas en virtud de lo establecido en los citados Reales Decretos, la última de las cuales se acordó con fecha 15 de diciembre de 2014, se completó la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por déficit de tarifa hasta el año 2013.

Para los ejercicios que se iniciasen desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico esta-

bleció que los desajustes temporales que se produjesen serían financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda, estableciéndose unos límites a los mismos equivalentes al 2 % anual de los ingresos estimados del Sistema (o del 5 % en términos acumulados). En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

El Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad, establece que el 90 % del desajuste estimado en 2022 se destinará al ejercicio 2023. Tras dicho traspaso, la liquidación definitiva de 2022, aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 28 de noviembre de 2023, ha presentado un superávit de 1.690 millones de euros, después de aplicar 772 millones de euros del superávit acumulado de 2021.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2023 se describen en la Nota 41.1.1.

Marco Estratégico de Energía y Clima

La Unión Europea ha asumido un claro compromiso en la lucha contra el calentamiento global, fijando un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de, al menos, el 80 % en 2050 vs 1990, definiendo metas y compromisos ambiciosos para todos los Estados Miembros y subscribiendo el Acuerdo de París, cuyo objetivo es evitar el incremento de la temperatura media global del planeta por encima de los 2ºC respecto a los niveles preindustriales, así como promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5ºC (véase Nota 5.1).

La transposición de estos objetivos a la legislación española está integrada básicamente por los siguientes documentos:

- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 21 de mayo de 2021: constituye el marco regulatorio e institucional para la puesta en marcha del compromiso de la Unión Europea de descarbonizar la economía a 2050, y del compromiso global del Acuerdo de París. Esta Ley incluye, entre otros, los siguientes aspectos:
  - Se fijan objetivos para 2 sendas temporales: para 2030, un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de, al menos, un 23 % con respecto a 1990, un objetivo de generación de, al menos, un 74 % de la electricidad con fuentes renovables, y un objetivo de mejorar la Eficiencia Energética en, al menos, un 39,5 % respecto al escenario tendencial; y para 2050, alcanzar la neutralidad climática y un Sistema Eléctrico 100 % renovable.
  - Medidas de promoción de energías renovables mediante un marco retributivo basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo de energía.
  - Las nuevas concesiones hidráulicas irán dirigidas a apoyar la integración de renovables no gestionables.
  - Introducción de nuevos sujetos en el Sector Eléctrico como titulares de instalaciones de almacenamiento o agregadores independientes.
  - Se establecen límites en la explotación de hidrocarburos restringiendo los subsidios a combustibles fósiles y revisando su fiscalidad.
  - Promoción de medidas de Eficiencia Energética y uso de renovables en el ámbito de la edificación.
  - Impulso de la movilidad eléctrica con el objetivo de disponer de un parque de vehículos sin emisiones directas de dióxido de carbono (CO_2) en 2050 y que desde 2040 los nuevos turismos/vehículos comerciales ligeros no tengan emisiones directas. Asimismo, se persigue el establecimiento no más tarde de 2023 de zonas de bajas emisiones en municipios de más de 50.000 habitantes y territorios insulares y la obligación del desarrollo de infraestructuras de recarga en gasolineras.
  - Movilización de recursos para la lucha contra el Cambio Climático: al menos 450 millones de euros de los ingresos de las subastas de derechos de dióxido de carbono (CO_2) se destinarán anualmente a cubrir costes del Sistema Eléctrico.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) (actualmente en revisión), aprobado por el Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021 tras su autorización por la Comisión Europea: se trata del marco de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos por la Unión Europea. Asimismo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) fija los hitos y pasos de cómo se va a realizar la transición hacia una modernización de la economía en su conjunto y contempla, entre otros, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 23 % vs 1990, el despliegue renovable hasta un 42 % sobre el uso final de energía del país (siendo el 74 % para la generación eléctrica) y la mejora de la Eficiencia Energética del país en un 39,5 %. Además, se recogen los esfuerzos que tienen que hacer todos los sectores a 2030 (energético, industrial, transporte, agricultura, residencial, residuos, así como las aportaciones de los sumideros naturales). Paralelamente, el Gobierno ha adoptado la Estrategia Nacional de Largo Plazo, denominada «*España 2050*», donde se identifican 9 grandes desafíos de país, entre los que cabe señalar la creación de una Sociedad neutra en carbono, sostenible y resiliente al Cambio Climático. Con fecha 28 de junio de 2023 el Consejo de Ministros, después una consulta pública previa, acordó remitir a la Comisión Europea un nuevo

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

borrador de actualización del Plan Nacional integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), en donde se propone incrementar la ambición de los objetivos climáticos y energéticos en 2030. Así, se propone incrementar el objetivo de reducción de emisiones desde el 23 % al 32 %, el objetivo de consumo final de energía renovable desde el 42 % al 48 %, el objetivo de renovables en la generación eléctrica desde el 74 % al 81 %, y el objetivo de reducción de consumo de energía final desde el 41,7 % al 44 %. Además, el nuevo Plan contempla tener instalados en 2030 un total de 62 GW de instalaciones eólicas, 76 GW de fotovoltaica, 4,8 GW de solar termoeléctrica, 1,4 GW de biomasa y 22 GW de almacenamiento. Este proceso de actualización permitirá alcanzar los nuevos objetivos de la Unión Europea y tendrá en cuenta el contexto actual, en particular el impacto de las medidas y objetivos incluidos en el Plan de Recuperación, Transición y Resiliencia (PRTR), que destina más del 40 % de los fondos al impulso a la transición ecológica. El documento definitivo del Plan deberá ser remitido a la Comisión Europea en junio de 2024.

- Estrategia de Transición Justa: el objetivo es optimizar las oportunidades de empleo de aquellos territorios cuya población se vea afectada por la transición hacia una economía baja en carbono.

Por último, con fecha 22 de septiembre de 2020 fue aprobado por el Consejo de Ministros el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) para el horizonte temporal 2021-2030, que constituye el marco de planificación básico para promover la acción coordinada frente a los efectos del Cambio Climático.

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía

Con fecha 7 de octubre de 2020 el Gobierno presentó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía para responder a los retos de la próxima década centrándose en 4 transformaciones necesarias para modernizar e impulsar la economía de España: la transición ecológica, la transformación digital, la igualdad de género y la cohesión social y territorial.

El Plan de Recuperación comportará un importante volumen de inversión pública y privada en los próximos años, y se financia con fondos del Plan de Recuperación de la Unión Europea (*«Next Generation EU»*).

El Plan recoge 10 políticas clave que se consideran tractoras por incidir directamente en los sectores productivos con mayor capacidad de transformación del tejido económico y social, y que son las siguientes:

Políticas
1. Agenda urbana y rural, lucha contra la despoblación y desarrollo de la agricultura.
2. Infraestructuras y ecosistemas resilientes.
3. Transición Energética justa e inclusiva.
4. Una Administración para el siglo XXI.
5. Modernización y digitalización del tejido industrial y de la pyme, recuperación del turismo e impulso a una España nación emprendedora.
6. Pacto por la ciencia y la innovación. Refuerzo a las capacidades del Sistema Nacional de Salud.
7. Educación y conocimiento, formación continua y desarrollo de capacidades.
8. Nueva economía de los cuidados y políticas de empleo.
9. Impulso de la industria de la cultura y el deporte.
10. Modernización del sistema fiscal para un crecimiento inclusivo y sostenible.

La inversión en transición ecológica representará más del 37 % del total del Plan y la digitalización un 33 %.

En el ámbito de la energía, las políticas anteriores incluyen acciones tales como: el despliegue masivo de la generación renovable, de redes inteligentes e infraestructuras eléctricas; el desarrollo de una hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial; el desarrollo de una Estrategia de Transición Justa para garantizar el empleo de las zonas afectadas por la Transición Energética; y el fomento de la movilidad sostenible y la rehabilitación de edificios así como la promoción de medidas de Eficiencia Energética.

A raíz de lo anterior, se han lanzado desde distintos Ministerios varias convocatorias para la presentación de proyectos concretos en determinados ámbitos de actuación de dicho Plan.

Igualmente, se han ido aprobando los denominados Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE), vehículo global en el que se incluyen las actuaciones de los distintos sectores, entre los que se encuentran los siguientes:

Proyectos	Sectores
Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE)	Para desarrollo del vehículo eléctrico y conectado.
	De energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento.
	Economía Circular.
	De descarbonización industrial.
	Para la salud de vanguardia.
	Agroalimentario.
	Nueva economía de la lengua.
	Para la industria naval.
	Aeroespacial.
	De digitalización del ciclo del agua.
	De microelectrónica y semiconductores.
	De economía social y de los cuidados.

Con fecha 6 de junio de 2023 el Consejo de Ministros ha aprobado el documento final de la adenda de ampliación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), que ha sido aprobado por la Comisión Europea con fecha 2 de octubre de 2023. La adenda incorpora un nuevo paquete de reformas, se refuerzan los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) y se recogen fondos de nueva creación para la canalización de préstamos. En concreto, se incorporan 84.000 millones de euros en préstamos, 7700 millones de euros adicionales en subvenciones, y 2.600 millones de euros del Programa REPowerEU, totalizando las ayudas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia una cuantía de 160.000 millones de euros. Igualmente, se crea un Fondo de Resiliencia Autonómica de 20.000 millones de euros para grandes proyectos regionales, se recogen diferentes bonificaciones fiscales y se refuerzan aspectos de Gobernanza.

Normativa sobre permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

De acuerdo con las nuevas responsabilidades atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) derivada del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la normativa específica sobre permisos de acceso y conexión ha de ser desarrollada tanto por el Gobierno, a través de Real Decreto, como por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), a través de una Circular, en función de las respectivas competencias.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto regula los criterios y el procedimiento para la concesión de los permisos de acceso y conexión tanto para productores como para consumidores. El criterio general será la prelación temporal. No obstante, con el fin de dar impulso a la penetración de las energías renovables, se establecen excepciones a este criterio general en los casos de hibridación de instalaciones de generación existentes y de concursos de capacidad de acceso en nuevos nudos de la red de transporte o en aquellos nudos donde se libere o aflore capacidad de potencia.

Se establece la posibilidad de que, mediante Orden Ministerial, se convoquen concursos de capacidad sólo aplicables en nuevos nudos que se introduzcan mediante un nuevo proceso de planificación, o aquellos en los que se libere un determinado volumen de capacidad de acceso. Los participantes deberán ser instalaciones de generación renovable, que pueden incluir además almacenamiento.

Se regulan igualmente aspectos relativos al almacenamiento y la hibridación de instalaciones, así como el régimen de garantías.

Por último, se introducen exenciones para los permisos de acceso y conexión a las instalaciones de autoconsumo, y se elimina la figura del interlocutor único de nudo, encargado hasta ahora de la tramitación de los permisos de acceso y conexión cuando existían solicitudes de conexión de múltiples actores para un mismo nudo, de modo que a partir de ahora cada promotor se relacionará directamente con el gestor de la red.

Asimismo, con fecha 22 de enero de 2021, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. Esta Circular regula los procedimientos, plazos y criterios para la evaluación de la capacidad de acceso y el otorgamiento de los permisos.

En este sentido, con fecha 3 de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1182/2021, de 2 noviembre, corregida posteriormente por la Orden TED/1198/2021, de 3 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica de instalaciones de generación de procedencia renovable en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV y se procede a

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

su convocatoria. Esta Orden establece las bases reguladoras específicas para la concesión de capacidad de acceso en el Nudo de Transición Justa Mudéjar afectado por el cierre de la Central Térmica de Teruel y con el objetivo de aflorar nueva potencia renovable y optimizar su potencial con la generación de beneficios socio-económicos para esta zona.

Igualmente, el 10 de junio de 2022 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una propuesta de Orden sobre por la que se convoca concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, y por una capacidad total de 5.844 MW.

Por otro lado, con fecha 9 de agosto de 2022, se publicó la Resolución de 3 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se acuerda la celebración de otro concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte. Igualmente, en 2023 se han publicado diversas resoluciones para la celebración de concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte.

Finalmente, indicar que, en el contexto de determinadas disposiciones adoptadas a raíz de los efectos económicos de la crisis del COVID-19 y la guerra de Ucrania, el Gobierno ha adoptado determinadas medidas asociadas a la gestión de permisos de acceso y conexión.

Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Con fecha 29 de marzo de 2014 se publicó el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que contempla la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos fueron los siguientes:

- El coste de la energía a utilizar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el precio horario del mercado diario e intradiario en el periodo de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste, pagos por capacidad y los pagos por la financiación del Operador del Sistema y el Operador del Mercado.
- Si se dispone de contadores con telegestión integrados en los Sistemas, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el Operador del Sistema.
- Alternativamente los Comercializadores de Referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en forma de un precio fijo para el plazo de un año, integrado por los peajes revisables y un valor fijo durante un año, en €/kWh, para el resto de conceptos. La oferta estará vigente durante un mes y será uniforme en toda España, pudiendo tener cada Comercializador de Referencia una única oferta vigente.
- El Real Decreto contempla otros aspectos, entre ellos, que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25 % sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Con fecha 4 de junio de 2015 se publicaron los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con telemedida efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponían de un periodo de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, que establece la metodología para la fijación del margen de comercialización del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), dando así cumplimiento a diversas Sentencias del Tribunal Supremo que anularon el margen de comercialización establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó la Orden Ministerial ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, que, con entrada en vigor el 1 de enero de 2017, establece los valores del margen comercial del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Mediante la Orden Ministerial ETU/258/2017, de 24 de marzo, publicada el 25 de marzo de 2017 y con fecha de entrada en vigor el día siguiente, se fijó un nuevo valor para la parte de dicho margen comercial correspondiente al coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Con fecha 1 de octubre de 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó una consulta pública previa para analizar la modificación de la normativa reguladora del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y recabar propuestas que permitan reducir su volatilidad y optimizar su diseño con vistas al proceso de Transición Energética. Tras dicho periodo de consulta previa, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado trámite de audiencia de un proyecto de Real Decreto que modifica, entre otros aspectos, la fórmula del coste de energía del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), incorporando, junto con el precio del mercado diario e intradiario, una cesta de productos a plazo, y modificando su ámbito, que resultaría aplicable a clientes domésticos y microempresas de hasta 10 kW de potencia contratada.

Con fecha 14 de junio de 2023 se ha publicado el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, que modifica, con efectos desde el 1 de enero de 2024, la metodología de cálculo

de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), siendo sus aspectos más relevantes los siguientes:

- El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será de aplicación a los consumidores domésticos y microempresas con potencia contratada menor o igual a 10 kW.
- El coste de energía se indexará parcialmente a los mercados a plazo, incorporando para ello una cesta de productos a plazo referenciados a OMIP, lo cual se hará de modo gradual el 25 % en 2024, el 40 % en 2025 y el 55 % desde 2026. El resto del peso corresponderá al precio de contado o spot. La parte referenciada a mercados de futuro se reparte entre el producto mensual (10 %), el trimestral (36 %) y el anual (54 %). Mediante Orden Ministerial se podrán modificar estos porcentajes, así como incorporar en la formulación una referencia al precio resultante de las subastas de energía inframarginal, gestionable y no emisora, recogidas en el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, si en las mismas participaran las comercializadoras de referencia.
- Se reconoce al comercializador de referencia, dentro del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), el coste de financiación del Bono Social fijado anualmente en la Orden correspondiente, junto con un coeficiente adicional para la recuperación de las cantidades soportadas desde el Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo.

Adicionalmente, este Real Decreto modifica ciertos aspectos normativos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP).

Eficiencia Energética

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó, en el ámbito de la Eficiencia Energética, el Fondo Nacional de Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético.

Con fecha 30 de marzo de 2023 se ha publicado la Orden TED/296/2023, de 27 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2023, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente para 2023 de 49 millones de euros, del cual, al menos, ha de aportar al Fondo una cuantía de 30 millones de euros (60 %), pudiendo satisfacer el resto de su obligación mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Por otro lado, con fecha 25 de enero de 2023 se ha publicado el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE), que ha sido desarrollado parcialmente por la Orden TED/815/2023, de 18 de julio. Igualmente, mediante la Orden TED/845/2023, de 18 de julio, se ha aprobado el catálogo de medidas estandarizadas de actuaciones de Eficiencia Energética.

Por último, con fecha 26 de diciembre de 2023 se ha iniciado la tramitación de la propuesta de Orden de aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2024, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente de las obligaciones de ahorro para 2024 de 99 millones de euros del que, al menos el 35 %, habrá de ser cubierto mediante aportaciones económicas al citado Fondo, pudiendo satisfacer el resto de su obligación mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista

Junto con la aprobación de la metodología de determinación de los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas, cuya responsabilidad recae, en virtud del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Gobierno ha de aprobar la metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista. Estas metodologías deberán establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir los costes que han de ser cubiertos por los cargos, de tal manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, impulsen la eficiencia, la electrificación de la economía y la Transición Energética justa.

De acuerdo con ello, con fecha 18 de marzo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del Sistema Eléctrico, habiendo sido aprobada la correspondiente al Sistema Gasista por medio del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

Tarifa eléctrica 2023

Con fecha 22 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023, que suponen una reducción media del 1,0 % respecto a los valores vigentes a 1 de enero de 2022.

Por su parte, con fecha 29 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del Sistema Eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del Sistema Eléctrico para el ejercicio 2023. Los nuevos cargos para 2023 suponen una reducción media aproximada del 40,0 % respecto a los cargos aprobados el 1 de enero de 2022.

Tarifa eléctrica 2024

Con fecha 25 de diciembre de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Merca-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

dos y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024, que suponen una reducción media del 1,1 % respecto a los valores vigentes a 1 de enero de 2023. En relación con los cargos para 2024, el Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, y al cual nos referimos más adelante, ha prorrogado los cargos de 2023 en tanto no se apruebe la orden ministerial que apruebe los que resulten de aplicación para 2024. A este respecto, con fecha 14 de febrero de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024, que mantiene el nivel de los cargos respecto a 2023, siendo su entrada en vigor el 15 de febrero de 2024.

Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)

En el año 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado el procedimiento de evaluación estratégica ambiental ordinaria del Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), documento que actualiza la política del Gobierno en materia de gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible nuclear gastado, y del desmantelamiento y la clausura de las instalaciones nucleares. Con fecha 27 de julio de 2023 se ha publicado la Declaración Ambiental Estratégica del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR). Finalmente, el Plan ha sido aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 27 de diciembre de 2023. A este respecto, dadas las variaciones en las estimaciones de costes futuros derivadas de este Plan, con fecha 12 de enero de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta sobre una propuesta de Real Decreto que modifica la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario con la que se financia el servicio de la Empresa Nacional De Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (Enresa) a las centrales nucleares en explotación. En base a dicha propuesta, con entrada en vigor el 1 de julio de 2024, la tasa fija unitaria pasa de 7,98 €/MWh a 11,14 €/MWh.

Proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico

Con fecha 1 de junio de 2021 el Consejo de Ministros aprobó el Proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), para su tramitación parlamentaria, cuya finalidad es financiar, total o parcialmente, los costes asociados al régimen retributivo específico de las energías renovables, cogeneración y residuos, actualmente recogidos en los peajes de acceso de la electricidad. Este Fondo se dotará de las aportaciones de los operadores de los distintos sectores energéticos, y no sólo el eléctrico, los impuestos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, los ingresos de las subastas de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), así como otras aportaciones, con un límite del 10 % de los ingresos anuales del Fondo, de partidas de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) o de fondos comunitarios. De este modo, este Proyecto de Ley contempla un mecanismo orientado a redistribuir entre todos los sectores energéticos el coste asociado al cumplimiento de los objetivos renovables existentes a nivel país, con un proceso gradual de asunción en un plazo de 5 años.

Estrategia de Almacenamiento Energético

Con fecha 9 de febrero de 2021, el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia de Almacenamiento Energético, elemento considerado clave para la transición hacia una economía neutra en emisiones y la efectiva integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico.

La Estrategia de Almacenamiento Energético cuantifica las necesidades de almacenamiento en coherencia con lo previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y el objetivo de neutralidad climática antes de 2050, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad, a alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Además, se clasifica el conjunto de tecnologías que conforman el almacenamiento de energía según el método y sistema aplicable, se identifican las acciones para su efectivo despliegue y los retos regulatorios para la participación del almacenamiento en los mercados de electricidad, teniendo en cuenta los procedimientos de acceso a mercados así como su papel en la estructura y señales de precio, y se analizan igualmente los retos económicos que suponen y la necesidad de políticas industriales que incentiven su financiación.

Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del dióxido de carbono (CO_2) no emitido

Con fecha 3 de agosto de 2021, el Consejo de Ministros aprobó el Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del dióxido de carbono (CO_2) no emitido del mercado eléctrico, para su tramitación parlamentaria.

Dicho Proyecto de Ley establece una obligación de pago a las instalaciones de producción peninsulares no emisoras de gases de efecto invernadero en funcionamiento antes del 25 de octubre de 2003, en una cuantía equivalente a la supuesta incorporación al precio del mercado mayorista del valor de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) que exceda de 20,67 euros/tCO_2 por parte de las tecnologías emisoras marginales. Se excluyen las instalaciones con potencia igual o inferior a 10 MW, sea cual sea su fecha de puesta en funcionamiento, así como aquellas que tengan un régimen retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Los importes recaudados se destinarán a financiar mecanismos de capacidad y el resto de los cargos de la tarifa (principalmente energías renovables y desajustes temporales), salvo un 10 % para cofinanciar, en la parte de las Administraciones Públicas, el coste de suministro de los clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social.

Real Decreto sobre redes de distribución de energía eléctrica cerradas

Con fecha 26 de abril de 2023 se publicó el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, que regula las condiciones y requisitos particulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas y sus titulares, así como el procedimiento de autorización administrativa y las circunstancias para su revocación.

De acuerdo con esta disposición, se podrá autorizar como red de distribución de energía eléctrica cerrada una zona industrial que no exceda de 8 km² de extensión, siempre que dicha red distribuya energía eléctrica a las empresas industriales ubicadas en dicho emplazamiento mediante redes propias.

Tendrán consideración de consumidores industriales aquellos pertenecientes a la categoría B o C de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.) y aquellos que, aun perteneciendo a los grupos D y E, se computen como industriales a efectos estadísticos.

En la red podrán participar también hasta 100 consumidores no industriales, siempre que tengan relación con las industrias, estén en el interior de la red o sean adyacentes a la misma, y no representen más del 2 % del consumo eléctrico total.

Los industriales titulares de la red cerrada tendrán que construirla o comprarla a una compañía distribuidora, y serán los responsables de gestionarla, de invertir en su mantenimiento y de facturar por los peajes, cargos y otros costes a los consumidores conectados a ella, mientras que los comercializadores que vendan electricidad a los miembros de la red cerrada sólo facturarán por la energía consumida.

Servicios de recarga energética de vehículos eléctricos

Con fecha 19 de marzo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos. Los principales aspectos que regula esta norma son:

- Se definen las 2 figuras jurídicas que pueden participar en la actividad de recarga de acceso público o de empresas para sus flotas, estableciendo sus derechos y obligaciones: el Operador del Punto de Recarga, titular de los derechos de explotación de las estaciones de recarga y responsable de su operación física, y la Empresa Proveedora de Servicios para la Movilidad Eléctrica, un intermediario entre los operadores y los usuarios de vehículos eléctricos, que puede prestar servicios de valor añadido a dichos usuarios.
- Refuerza la obligatoriedad de la recarga puntual en estaciones de acceso público, eliminando barreras de naturaleza técnica o contractual.
- Adicionalmente, tanto los operadores como los proveedores deben remitir la información necesaria al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a las Comunidades Autónomas y a Ceuta y Melilla, con el fin de publicar un mapa oficial de puntos de recarga que indique, entre otros datos, la localización de los mismos, características y precio de la recarga.

Medidas en el ámbito de la energía consecuencia de la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, la guerra de Ucrania y otras situaciones de vulnerabilidad

Desde marzo de 2020, y como consecuencia de la declaración del Estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, el Gobierno adoptó una serie de disposiciones legislativas mediante diversos Reales Decreto Ley que contemplaban distintas medidas con el fin de contrarrestar el impacto económico y social derivado de la pandemia. Algunas de estas medidas han sido prorrogadas, junto con otras nuevas, con la finalidad de dar respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Ucrania.

Las principales medidas adoptadas en este contexto, al margen de medidas concretas asociadas a las distintas actividades del suministro eléctrico que ya han sido descritas en apartados previos, han sido las siguientes:

- En el ámbito fiscal, se han establecido, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023, reducciones al 5 % del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) del gas y la electricidad, una reducción del impuesto especial de la electricidad al 0,5 % y la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (en relación con ésta última medida, se compensará al Sistema Eléctrico en un importe equivalente para garantizar el equilibrio entre ingresos y costes de los cargos).
- Se establecen requisitos de información en la factura eléctrica, para facilitar el conocimiento por parte de los clientes de distintos conceptos que derivan de las modificaciones normativas que se han venido aprobando, entre otros.
- Las comercializadoras tendrán que informar a los clientes de cualquier intención de modificación del contrato con un mes de antelación, incluyendo una comparativa de precios y estimación del coste anual, antes y después de dicha modificación. Asimismo, deberán publicar y remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) información transparente, comparable

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

y actualizada de los precios de las ofertas disponibles en todo momento, incluyendo las condiciones sobre terminación de contrato y servicios adicionales que exija la contratación.

- En el ámbito de peajes y cargos, se establece, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023, una reducción de los peajes eléctricos en un 80 % para los consumidores electrointensivos, que será compensada por los Presupuestos Generales del Estado (PGE) con una partida de 112,5 millones de euros. Igualmente, se destinarán 2.000 millones de euros a cubrir los cargos del Sistema Eléctrico un importe con cargo a Presupuestos Generales del Estado (PGE). Finalmente, se contempla que el eventual superávit que pueda surgir en las liquidaciones del año 2022 se destinará a las liquidaciones del año 2023.
- En relación con la Tarifa de Último Recurso (TUR) del gas natural, se prorroga el requisito del incremento máximo del 15 % en el coste de la materia prima para las revisiones de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas correspondientes al año 2022 hasta el 31 de diciembre de 2023. Igualmente, se crea una nueva Tarifa de Último Recurso (TUR), hasta el 31 de diciembre de 2023, para comunidades de propietarios (o agrupaciones de las mismas) con consumo superior a 50.000 kWh/año y empresas de servicios energéticos, al objeto de reducir coste. El coste de estas medidas del gas será cubierto por Presupuestos Generales del Estado (PGC).
- Se declaran de utilidad pública todas las estaciones de recarga que tengan una potencia superior a 3 MW, cuya autorización corresponderá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). De este modo se exime de la necesidad de obtener autorización administrativa a las instalaciones por debajo de dicha potencia. Asimismo, para fomentar la movilidad eléctrica, se incluye hasta el 31 de diciembre de 2024 una deducción del 15 % del valor de adquisición de un vehículo eléctrico nuevo, así como del punto de recarga en el inmueble de propiedad del contribuyente no asociado a actividades económicas, en la cuota íntegra del impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF).
- Se establecen ayudas a las empresas gasintensivas para compensar el aumento de los precios del gas natural.
- Se introducen bonificaciones extraordinarias de 0,20 euros/kg (0,20 euros/l) para determinados productos energéticos, como la gasolina, gasóleo, gas licuado de petróleo (GLP), gas natural licuado (GNL), gas natural comprimido (GNC), biometano o el biodiésel.
- Se introducen como nuevo sujeto del sector, en línea con la legislación europea, las comunidades ciudadanas de energía, a las que, entre otros derechos, se les otorga la posibilidad de poseer redes de distribución y la capacidad de actuar como representantes de consumidores para llevar a cabo el autoconsumo colectivo. Igualmente, respecto a la figura ya existente de las comunidades de energía renovable, se definen nuevos derechos de acuerdo con la legislación europea específica, recogiéndose que el gestor de la red de distribución correspondiente facilitará las «*transferencias de energía*», así como que estas comunidades estarán sujetas a peajes y cargos, así como a las correspondientes tasas e impuestos, de modo que contribuyan al reparto global del coste del sistema.

Varias de estas medidas han sido posteriormente prorrogadas a través del Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, al cual nos referimos más adelante.

Dentro de este conjunto de medidas, interesa también destacar la presentación por parte del Gobierno de España, con fecha 11 de octubre de 2022, de un Plan de Contingencia, denominado Plan +Seguridad Energética, para aumentar la protección de la población frente a la crisis de precios provocada por la guerra de Ucrania, reducir el consumo de gas, mejorar la autonomía energética, aumentar la competitividad y elevar las exportaciones energéticas como medida de solidaridad con el resto de los socios de la Unión Europea. El Gobierno estima que el Plan permitirá reducir el consumo primario de gas natural entre un 5,1 % y un 13,5 % durante el próximo invierno, lo que, unido a otras medidas implantadas o en curso, permitirá cumplir los compromisos de la Unión Europea. Este Plan consta de 73 medidas (algunas ya aprobadas o lanzadas y otras no concretadas, para las que se revisará la legislación), estructuradas en 6 grandes bloques:

1. Ahorro y Eficiencia Energética.
2. Impulso de la Transición Energética.
3. Protección de consumidores vulnerables, hogares y empresas.
4. Medidas fiscales.
5. Autonomía estratégica.
6. Solidaridad con el resto de los socios europeos.

Banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el Sector Eléctrico

Con fecha 12 de julio de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el Sector Eléctrico, cuyo objetivo es el de fijar espacios controlados donde probar potenciales mejoras regulatorias de cara a agilizar los cambios normativos y ayudar a que las modificaciones se ajusten mejor a las necesidades del Sector. De este modo, la norma permite la puesta en marcha de proyectos piloto que impulsen la investigación y la innovación, limitados en volumen, duración y ámbito geográfico, y que puedan requerir de exenciones de la regulación sectorial. Los promotores de

los proyectos deberán suscribir un protocolo de pruebas con la Secretaría de Estado de Energía, en cooperación con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que establecerá las normas y condiciones específicas para cada proyecto piloto. Con fecha 6 de junio de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/567/2023, de 31 de mayo, por la que se convoca el acceso al banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico.

Mecanismo temporal de minoración de los ingresos de mercado de las instalaciones de generación por la incorporación a los precios del mercado mayorista del valor del precio del gas natural

El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, estableció, entre otros aspectos, una obligación de pago, desde su entrada en vigor el 16 de septiembre de 2021 y hasta el 31 de marzo de 2022, a las instalaciones de generación no emisoras en una cuantía proporcional al supuesto mayor ingreso que habrían obtenido como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural, mecanismo que ha sido posteriormente complementado por el Real Decreto Ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. Se excluyen las instalaciones con un régimen retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y las de potencia igual o inferior a 10 MW. El importe resultante de dicha minoración de ingresos será destinado a reducir los cargos del Sistema. Asimismo, el alcance de la obligación de pago no aplicará a la energía cubierta por contratos a plazo y precio fijo anteriores al Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, ni a la energía cubierta por nuevos contratos a precio fijo con cobertura por un periodo igual o superior a un año. En el caso de que en estos instrumentos de contratación a plazo parte de la energía esté indexada parcialmente al precio de mercado, se excluirá únicamente la parte proporcional no indexada. Los productores remitirán mensualmente una declaración responsable y documentación acreditativa de la energía cubierta por instrumentos a plazo. Además, se establece que los productores y comercializadoras deberán informar periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de los instrumentos de contratación a plazo, tanto físicos como financieros, entre empresas del mismo grupo empresarial o con terceros.

El Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, introdujo modificaciones adicionales. De acuerdo con ello, queda exenta de la aplicación del mecanismo la energía cubierta por contratos a plazo y precio fijo anteriores a 31 de marzo de 2022. En el caso de instrumentos de cobertura con un plazo de cobertura igual o superior a un año y precio fijo posteriores a 31 de marzo de 2022, quedan excluidos si el precio fijo es igual o inferior a 67 euros/MWh. En el caso de contratos bilaterales entre Generación y Comercialización del mismo Grupo empresarial, el precio de cobertura será el precio que las Comercializadoras repercutan a los consumidores finales y, en ese caso, el precio fijo exento se determinará incrementando el valor de 67 euros/MWh en el margen de comercialización medio del Sector.

Finalmente, a través del Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «*Plan + seguridad para tu energía (+SE)*», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía, se extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023.

Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista

Con fecha 14 de mayo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Esta medida establece un mecanismo de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, con la finalidad de lograr una reducción equivalente del precio de casación del mercado mayorista, inicialmente hasta el 31 de mayo de 2023, pero que ha sido prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023 mediante el Real Decreto Ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo.

En virtud de este mecanismo, se establece un ajuste en función de la diferencia entre un precio de referencia del gas que consumen las centrales térmicas y el precio spot del gas en el Mercado Organizado Español de Gas (MIBGAS). La actual senda de precios del gas, establecida por el Real Decreto Ley 3/2023, contempla valores crecientes desde 45 €/MWh en enero de 2023 hasta 65 €/MWh en diciembre de 2023. Este mecanismo será aplicable a los ciclos combinados, las centrales térmicas de carbón y la cogeneración no acogida a ningún marco retributivo regulado, así como, conforme al Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre, las instalaciones de cogeneración y

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

residuos anteriores a 2013 y con potencia entre 50 MW y 100 MW, a las que se les permite renunciar temporalmente al régimen retributivo específico. El importe del ajuste se repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficie directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien porque ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas. En relación con este último aspecto, quedan excluidas del pago del coste del ajuste las unidades de oferta de almacenamiento, tanto baterías como consumos de bombeo, así como las unidades de oferta de servicios auxiliares de generación.

La entrada en aplicación de este mecanismo quedó condicionada a la autorización de la Comisión Europea, que se produjo el 8 de junio de 2022, tras lo cual el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) aprobó la Orden TED/517/2022, de 8 de junio, por la que se estableció como fecha de inicio de la aplicación del mecanismo el 14 de junio de 2022 (para la casación del día 15 de junio de 2022). La vigencia de este mecanismo ha finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Mecanismo de fomento de la contratación a largo plazo

El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, introdujo mecanismos de mercado para fomentar la contratación a largo plazo, mediante subastas de contratos de compra de energía a largo plazo, a las que se vincula hasta un máximo del 25 % del valor más bajo en 10 años de la producción inframarginal gestionable y no emisora que no tenga retribución específica ni sea adjudicataria de subastas renovables. Serán sujetos vendedores aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en la generación de energía eléctrica. Y podrán ser sujetos compradores las comercializadoras (excepto las de los grupos que sean operadores principales eléctricos) y los consumidores directos, así como las comercializadoras de referencia en los términos que fije la resolución de la convocatoria.

Estatuto de los consumidores electrointensivos

Con fecha 14 de junio de 2023 se ha publicado el Real Decreto 444/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos. Este Real Decreto modifica el Estatuto del consumidor electrointensivo aprobado en 2020 por el que se regulaban los requisitos que permiten a determinadas instalaciones industriales a optar a la certificación de consumidor electrointensivo. A través de esta modificación, se amplía el catálogo de actividades que pueden acogerse a esta situación y se reducen determinados requisitos, lo que aumenta la base de beneficiarios. Igualmente, se actualiza la ayuda máxima para compensar el coste del régimen retributivo específico de renovable y coste de los sistemas eléctricos no peninsulares incluido en los cargos, que pasa del 85 % actual para todas las actividades a: 85 % para sectores en riesgo significativo; 75 % para sectores en riesgo (ampliable al 85 % si acreditan que el 50 % del consumo procede de fuentes de carbono y tienen contrato a plazo por el 10 % del consumo o un 5 % de consumo con autoconsumo renovable); o un porcentaje mayor para instalaciones especialmente expuestas (cuando el coste eléctrico supera ciertos umbrales del Valor Añadido Bruto (VABI). No obstante, en ningún caso los cargos soportados por los beneficiarios podrán ser menor o igual que 0,5 €/MWh.

Asimismo, y como se ha indicado anteriormente, temporalmente los consumidores que cuenten con el certificado de consumidor electrointensivo, cuentan temporalmente con una reducción de hasta el 80 % de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad.

Modificación de la legislación de evaluación ambiental

Con fecha 14 de junio de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial de Estado (BOE) el Real Decreto 445/2023, de 13 de junio, por el que se modifican los Anexos I, II y III de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que regulan los proyectos sometidos a la evaluación ordinaria y simplificada, con el fin de su adaptación al ordenamiento jurídico europeo, así como dar una mayor coherencia y actualización de sus contenidos conforme con la experiencia adquirida durante los años de vigencia de la misma. Algunos de los aspectos más relevantes son:

- Se introducen nuevas tipologías de proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental ordinaria, en particular aquellos proyectos con incidencia en el sector de la energía, industria y minería.
- Se amplía el ámbito de la evaluación simplificada, al eliminarse varios umbrales que permitían excluir algunos proyectos de este trámite. Entre otros proyectos ahora sometidos a la evaluación simplificada se encuentran los siguientes: almacenamiento energético «*stand-alone*» a través de baterías electroquímicas o con cualquier tecnología de carácter hibridado con instalaciones de energía eléctrica; determinadas repotenciaciones de líneas de transmisión eléctrica; o las instalaciones industriales para la producción de hidrógeno electrolítico, fotoelectrolítico o fotocatalítico a partir de fuentes renovables.

Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energético y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias

Con fecha 28 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) esta Ley, cuyos principales aspectos en lo relativo al gravamen energético, son los siguientes:

- Se establece durante los años 2023 y 2024 un gravamen temporal del 1,2 % del importe neto de la cifra de negocios derivada de la actividad desarrollada en España del año natural anterior al de nacimiento de la obligación de pago (la cual nacerá el primer día del año natural) (véase Nota 51).
- Se excluirán del importe neto de la cifra de negocios los ingresos correspondientes al Impuesto sobre Hidrocarburos, el Impuesto Especial de la Comunidad Autónoma de Canarias sobre Combustibles Derivados del Petróleo y los Gravámenes Complementarios a Carburantes y Combustibles Petrolíferos de Ceuta y Melilla, que se hayan pagado o soportado vía repercusión. Por otro lado, se excluirá del importe neto de la cifra de negocios aquel correspondiente a las actividades reguladas, entendiendo por tales el suministro a precio regulado (PVPC de electricidad, TUR de gas, GLP envasado y GLP por canalización), los ingresos regulados de las redes de transporte y distribución de electricidad y gas natural y, en el caso de generación con retribución regulada y retribución adicional en los territorios no peninsulares, todos los ingresos de las instalaciones, incluidos los que perciben del mercado y el despacho económico respectivamente.
- El gravamen aplicará a las personas o entidades con condición de operador principal en los sectores energéticos, con un importe neto de la cifra de negocios en 2019 superior a 1.000 millones de euros anuales correspondientes al año 2019, o que el importe neto de la cifra de negocios en 2017, 2018 y 2019 por la actividad que le califique como operador principal exceda del 50 % del importe neto de la cifra de negocios total del año respectivo. Por otro lado, se establece que tendrán la condición de operadores principales en los sectores energéticos las personas o entidades que desarrollen en España actividades de producción de crudo de petróleo o gas natural, minería de carbón o refino de petróleo y que generen, en el año anterior al del nacimiento de la obligación de pago de la prestación, al menos el 75 % de su volumen de negocios a partir de actividades económicas en el ámbito de la extracción, la minería, el refinado de petróleo o la fabricación de productos de coquería.
- Cuando las empresas formen parte de un grupo fiscal, que tribute en régimen de consolidación fiscal, el importe neto de la cifra de negocios se determinará por referencia a dicho grupo.
- Este gravamen tendrá la naturaleza jurídica de prestación patrimonial de carácter público no tributario, y no será considerado gasto fiscalmente deducible a los efectos de la base imponible del Impuesto sobre Sociedades, ni podrá ser repercutido a terceros.

El Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, ha introducido una prórroga de estos gravámenes temporales a 2024, sin perjuicio del establecimiento en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2024 de un incentivo que resultará de aplicación en el sector energético para las inversiones estratégicas realizadas desde 1 de enero de 2024 y de la revisión de la configuración de ambos gravámenes para su integración en el sistema tributario en el propio ejercicio fiscal 2024.

Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía

Con fecha 28 de diciembre de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto Ley, que prorroga medidas aprobadas previamente y adopta otras nuevas, en el contexto de las consecuencias económicas de los conflictos de Ucrania y Oriente próximo, así como de la sequía. Los aspectos más relevantes que afectan al sector energético son, entre otros, los siguientes:

- En materia de fiscalidad energética se prorrogan algunas de las medidas ya adoptadas, introduciendo algunos cambios a las mismas o novedades. En el caso del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), el tipo reducido del 5 %, vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, se incrementa hasta el 10 %, para todo el año 2024 en la electricidad, y hasta el 31 de marzo de 2024 en el gas natural. En lo relativo al Impuesto Especial de la Electricidad, el tipo reducido del 0,5 % hasta el 31 de diciembre de 2023 pasa a ser del 2,5 % durante el primer trimestre de 2024 y del 3,8 % durante el segundo trimestre de 2024. Y respecto al Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, tendrá un tipo del 3,5 % en el primer trimestre de 2024, del 5,25 % en el segundo trimestre de 2024 y del 7 % a partir de entonces. Por último, se prorroga para 2024 el gravamen energético del 1,2 % del importe neto de la cifra de negocios, sin perjuicio del establecimiento en los Presupuestos Generales del Estado de 2024 de un incentivo para inversiones estratégicas realizadas en el sector energético desde el 1 de enero de 2024 y de la revisión de la configuración del gravamen para su integración en el sistema tributario en el propio ejercicio fiscal 2024.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

- Entre a las medidas de protección social, se extienden hasta el 30 de junio de 2024 los descuentos del Bono Social (65 % para vulnerables, 80 % para vulnerables severos y 40 % para hogares trabajadores de bajos ingresos), así como la prohibición de cortar los suministros básicos de luz, agua y gas a los consumidores vulnerables en caso de impago. Asimismo, se prorroga el límite al crecimiento de la tarifa regulada de gas (TUR) y la existencia de la Tarifa Regulada (TUR) específica para las comunidades de propietarios. Por otro lado, se ajustan los valores unitarios de la financiación del Bono Social para las distintas categorías de agentes obligados a ello.
- En el ámbito de peajes y cargos, se prorrogan los cargos de 2023 hasta que mediante Orden Ministerial se aprueben los de 2024, y se mantiene el descuento del 80 % en los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para la industria electrointensiva. Finalmente, se contempla que los superávit de liquidaciones de 2022 y 2023 se destinarán a financiar los cargos del Sistema Eléctrico de 2024, indicándose igualmente que en los Presupuestos Generales del Estado se incluirá una partida para financiar los costes soportados por los cargos, con la finalidad de asegurar la Sostenibilidad económica y financiera del Sistema.
- En relación con el despliegue de proyectos de energías renovables, se amplían los plazos contemplados en la normativa para el cumplimiento de determinados hitos administrativos. Así, para proyectos con permisos de acceso y conexión posteriores al 31 de diciembre de 2017 y anteriores a esta norma, se amplía en 6 meses adicionales, hasta el 25 de julio de 2024, el plazo para acreditar la autorización administrativa de construcción. Además, estos proyectos podrán solicitar, en un plazo de 3 meses desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley o la fecha de autorización administrativa de construcción, si ésta es posterior, la ampliación del plazo para obtener la autorización de explotación definitiva, hasta un máximo de 8 años desde el 25 de julio de 2020 o la obtención de los permisos de acceso, si es posterior. Para los bombeos y la eólica marina se podrá solicitar la extensión de los plazos, sin que el plazo total de vigencia de los permisos, sin contar con la autorización de explotación definitiva, supere los 9 años. Igualmente, se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para permitir incorporar criterios de adjudicación no económicos, con un peso de hasta el 30 % de la puntuación, en las subastas de renovables.
- En relación con el autoconsumo, con la finalidad de garantizar la evacuación de los excedentes de estas instalaciones, se contempla una liberación del 10 % de la capacidad reservada para concursos de todos los nudos de la red de transporte de electricidad, ampliando así lo ya incorporado en el Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, a los nudos de concurso declarados desde entonces o que se declaren en el futuro.
- En relación con las peticiones de acceso a la red eléctrica para nuevos consumos, se introducen distintas medidas con la finalidad de evitar un acaparamiento de permisos por grandes consumos, en concreto, mediante garantías financieras y caducidad automática de permisos transcurridos ciertos plazos.
- Finalmente, en relación con el almacenamiento hidroeléctrico de energía, éste se integra entre los usos del agua, ubicándolo en tercer lugar en el orden de preferencia de uso, por detrás del abastecimiento a poblaciones y el uso agrario, y por delante de la producción de energía eléctrica y de otros usos industriales, adaptándose las concesiones de bombeo con dicha finalidad y propiciando su repotenciación.

Sistema Gasista

Con fecha 22 de mayo de 2015 se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar una mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al Operador del Mercado organizado de gas, se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores), se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo, y se adoptan algunas medidas en relación con las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Con fecha 31 de octubre de 2015 se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del Sistema Gasista. Este Real Decreto contiene las normas básicas para el funcionamiento de este mercado del gas, así como otras medidas como el procedimiento de inspección de las instalaciones de gas.

Con fecha 13 de diciembre de 2017 se publicó, tras acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017,

una resolución por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, entre los que se incluye Endesa.

Tarifa de gas natural para 2023

Con fecha 28 de diciembre de 2022 se publicó la Resolución de 22 de diciembre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde 1 de enero de 2023, y que, teniendo en cuenta lo contemplado en el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, resulta en un incremento aproximado del 7,7 %, 9,0 % y 9,5 % respectivamente para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las tarifas TUR aplicables a Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se reducen en torno a un 2,0 %.

Con fecha 30 de marzo de 2023 se ha publicado la Resolución de 28 de marzo de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde 1 de abril de 2023, que resulta en una reducción aproximada del 26,4 %, 30,1 % y 31,7 % respectivamente para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se reducen entre un 48,7 % y un 57,3 %.

Con fecha 29 de junio de 2023 se ha publicado la Resolución de 27 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde el 1 de julio de 2023, que resulta en una reducción aproximada del 2,3 %, 2,8 % y 3,0 %, respectivamente para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se reducen entre un 3,4 % y un 5 %.

Finalmente, con fecha 29 de septiembre de 2023 se ha publicado la Resolución de 28 de septiembre de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar desde el 1 de octubre de 2023, que resulta en una reducción aproximada del 3,4 %, 0,3 % y 1,1 %, respectivamente, para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las tarifas TUR aplicables a Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se incrementan entre un 10,7 % y un 20,2 %.

Tarifa de gas natural para 2024

El 29 de diciembre de 2023 se ha publicado la Resolución de 28 de diciembre de 2023 de la Dirección General de Política Energética y Minería por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar a partir del 1 de enero de 2024, con un incremento aproximado del 6,5 %, 7,9 % y 8,5 %, respectivamente, para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las Tarifa de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se incrementan aproximadamente entre un 4,8 % y un 6,8 %.

6.2. Marco normativo de Europa

Energía y medioambiente en Europa

El Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos relativos a Legislación europea sobre el clima, establece un objetivo europeo en 2030 de reducción interna de emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de, al menos, un 55 % respecto a los niveles de 1990.

Asimismo, con fecha 14 de julio de 2021, la Comisión Europea publicó un paquete de propuestas («*Fit for 55*») para apoyar el cumplimiento de dicho objetivo, siendo las principales las siguientes:

- La revisión del Régimen de comercio de derechos de emisión (denominado en inglés «*Emissions Trading Scheme*» (ETS)), que reduce el límite de emisiones al incrementar la tasa anual de reducción y establece un objetivo de reducción del 62 % en 2030 respecto a 2005. Entre otros aspectos, se elimina la asignación gratuita de certificados para la aviación, se incluye a la navegación marítima; y se crea un nuevo sistema de emisiones para el transporte de carretera y edificios.
- El refuerzo del Reglamento sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados Miembros (denominado en inglés «*Effort Sharing Regulation*») mediante objetivos de reducción de emisiones para edificios, transporte por carretera y marítimo europeo, agricultura, residuos y pequeña industria para cada Estado Miembro.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

- La revisión de la Directiva de Renovables, que ha sido aprobada en octubre de 2023 (Directiva UE 2023/2413) con un incremento del objetivo de generación con renovables desde el 40 % propuesto en el paquete «*Fit for 55*» al 42,5 % (con voluntad de alcanzar el 45 %) en línea con la propuesta del «*Plan RepowerEU*», al que se hace referencia en el apartado siguiente.
- La revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (Directiva UE 2023/1791), que ha sido aprobada en septiembre de 2023 con el establecimiento de un objetivo de la Unión Europea de reducción del consumo del 11,7 % en 2030, superior a la propuesta recogida en el paquete «*Fit for 55*» del 9 % e inferior a la propuesta contenida en el «*Plan RepowerEU*» (13 %).
- Se proponen estándares de emisiones más restrictivos para coches y furgonetas, de forma que todos los coches nuevos registrados en 2035 serán cero-emisiones. En concreto, para asegurar la recarga, el Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, requerirá expandir la capacidad de recarga en línea con la venta de los vehículos cero-emisiones e instalar puntos de recarga y repostaje en las principales autopistas (cada 60 km para carga eléctrica y cada 150 km para recarga de hidrógeno).
- Se requiere que la aviación y el sector marítimo tengan acceso a electricidad limpia en los principales puertos y aeropuertos.
- La revisión de la Directiva de fiscalidad energética, que propone alinear la fiscalidad de los productos energéticos con las políticas europeas de energía y clima.
- Se propone un nuevo mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono que pondrá precio al dióxido de carbono (CO_2) de las importaciones de algunos productos, entre ellos la electricidad. Dicho mecanismo se ha aprobado en mayo de 2023 mediante el Reglamento (UE) 2023/956, de 10 de mayo.

Medidas para combatir los altos precios de la energía

El aumento de los precios de la energía a lo largo del segundo semestre de 2021, debido a la recuperación económica post COVID-19 y el consiguiente aumento de la demanda, llevó a la Comisión Europea a publicar en octubre de 2021 una Comunicación con las actuaciones que los Estados miembro podrían adoptar para hacer frente al incremento de los precios sin ir en contra de la legislación europea existente.

El agravamiento de la situación debido a la crisis ocasionada por el conflicto entre Rusia y Ucrania llevó a la Comisión Europa a publicar 2 comunicaciones:

- Con fecha 8 de marzo de 2022, se publicó la Comunicación denominada «*REPowerEU: Acción Conjunta Europea por una Energía más Asequible, Segura y Sostenible*», que incide especialmente en la necesidad de tener reservas de gas suficientes de cara al próximo invierno y reducir la dependencia del suministro del gas ruso a través de la diversificación del abastecimiento de la Unión Europea y potenciación de las energías renovables; también señala las medidas que pueden aplicar los Estados miembro en respuesta a los altos precios de los mercados de energía y las condiciones bajo las cuales pueden llevarse a cabo determinadas actuaciones por los Estados miembro.
- Con fecha 23 de marzo de 2022, se publicó la Comunicación «*Seguridad de Suministro y unos Precios de la Energía Asequibles: Opciones para Medidas Inmediatas y de cara al Próximo Invierno*», que detalla las distintas opciones posibles para los Estados miembro para gestionar el incremento de precios de la energía.

Estas Comunicaciones se detallaron a través de diferentes iniciativas y planes:

- Con fecha 18 de mayo de 2022 la Comisión Europea presentó, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, el Plan «*REPowerEU*». Este Plan establece diversas medidas para reducir a corto plazo la dependencia de los combustibles fósiles rusos, adelantar la transición ecológica y ahorrar energía, aumentando al mismo tiempo la producción de energía limpia y garantizando la resiliencia del sistema energético a escala de la Unión Europea. Está respaldado por medidas financieras y legales para construir la nueva infraestructura energética y el nuevo sistema energético que Europa necesita.
- Igualmente, con fecha 18 de mayo de 2022, se publicó la Comunicación «*Intervenciones a Corto Plazo en el Mercado de la Energía y Mejoras a Largo Plazo en la Configuración del Mercado de la Electricidad. Línea de Actuación*». El documento detalla diversas medidas adicionales a corto plazo para hacer frente a los elevados precios de la energía y responder ante posibles interrupciones del suministro desde Rusia. También presenta varios ámbitos en los que puede optimizarse el diseño del mercado de la electricidad para adecuarlo a la transición hacia el abandono de los combustibles fósiles y aumentar la resiliencia a las perturbaciones de los precios, además de la protección de los consumidores y el suministro de electricidad asequible.

No obstante lo anterior, el mantenimiento del alza de los precios de la energía llevó al Consejo Europeo a publicar el 6 de octubre de 2022 un Reglamento con medidas limitadas en el tiempo para una intervención de emergencia que mitiguen los efectos de estos altos precios. Las principales medidas acordadas son:

- Reducir un 10 % del consumo bruto mensual y, al menos, un 5 % del consumo en el 10 % de las horas punta, o un 3 % del consumo de las horas punta, de diciembre de 2022 a marzo de 2023.
- Introducir un límite de 180 €/MWh a los ingresos de mercado de ciertos productores inframarginales de electricidad y redistribuirlos a los clientes finales.

- Posibilitar que los Estados Miembros apliquen medidas de intervención pública al establecer los precios de suministro a hogares y pequeñas y medianas empresas.
- Establecer una contribución solidaria de las compañías de la Unión Europea que tengan actividad principalmente en el sector del petróleo, gas natural, carbón y refinería, calculada en base al «*exceso*» de beneficios respecto a años anteriores, a aplicar en el ejercicio fiscal 2022 y/o 2023.

En relación con estas medidas la Comisión Europea publicó el 5 de junio de 2023 su informe sobre la revisión de las medidas temporales de emergencia dirigidas a paliar los altos precios de la energía indicando que no consideraba necesaria la prolongación de dichas medidas.

Por otra parte, el Reglamento también se hacía eco de las dificultades de liquidez que están experimentando las empresas energéticas como consecuencia del incremento de los precios y volatilidades y expone que está evaluando junto con los reguladores europeos (*«European Securities and Markets Authority»* (ESMA) y *«European Banking Authority»* (EBA)) cuestiones relacionadas con las garantías y los colaterales, así como las posibles formas de limitar la excesiva volatilidad intradiaria.

En paralelo, se mantuvo el debate sobre un nuevo mecanismo que limite el precio del mercado mayorista del gas y el nuevo diseño del mercado de electricidad.

En este sentido, con fecha 29 de diciembre de 2022 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el Reglamento 2022/2578, que establece el denominado mecanismo de corrección del mercado, que es un instrumento de carácter temporal que se activa para limitar los episodios de precios de gas excesivamente elevados en la Unión Europea que no reflejan los precios del mercado mundial. Dicho mecanismo se aplica a las transacciones de gas natural en los principales mercados de derivados «*Title Transfer Facility*» (TTF) y de derivados vinculados a otros puntos de intercambio virtual, con vencimientos de entre un mes y un año vista. La vigencia de este Reglamento era hasta el 31 de enero de 2024, no obstante, el 19 de diciembre de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2023/2920 que extiende su vigencia hasta el 31 de enero de 2025.

Igualmente, en la misma fecha de 29 de diciembre de 2022 se ha publicado el Reglamento (UE) 2022/2576, por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos. Con fecha 29 de diciembre de 2023 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2023/2919 que prorroga el periodo de aplicación del Reglamento (UE) 2022/2576 hasta 31 de diciembre de 2024.

Adicionalmente, el 29 de diciembre de 2022 se publicó el Reglamento (UE) 2022/2577 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables. La vigencia de este Reglamento era por un periodo inicial de 18 meses.

No obstante, determinadas disposiciones han sido prorrogadas hasta el 30 de junio de 2025 mediante el Reglamento (UE) 2024/223, que fue publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 10 de enero de 2024.

Asimismo, con fecha 28 de marzo de 2023, mediante el Reglamento (UE) 2023/706, el Consejo acordó prorrogar por un año adicional (del 1 de abril de 2023 al 31 de marzo de 2024) la medida voluntaria de reducción de los Estado miembro de la demanda de gas en un 15 %, recogida en el Reglamento (EU) 2022/1369, del Consejo, de 5 de agosto de 2022.

En relación con el tema de la colateralización, el 28 de noviembre de 2023, la Comisión Europea ha adoptado una propuesta de Reglamento que modifica el Reglamento Delegado 153/2013 de la Comisión, y prorroga hasta el 29 de mayo de 2024, para los miembros compensadores no financieros, el uso de las garantías bancarias no colateralizadas frente a las Cámaras de Compensación para derivados de energía. Este Reglamento se publicará cuando termine el plazo de escrutinio del Parlamento y el Consejo. Una vez que se publique en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE), entrará en vigor al día siguiente.

Propuesta de reforma de mercado de la electricidad

Con fecha 14 de marzo de 2023 la Comisión Europea adoptó sus propuestas sobre la reforma del mercado de la electricidad, para su discusión en el Parlamento Europeo y el Consejo. Los principales elementos de estas propuestas son los siguientes:

- Fomento de renovables (y tecnologías limpias) para proteger a los clientes de la volatilidad de precios, impulsando los «*Power Purchase Agreement*» (*PPAs*), y usando los Contratos por Diferencia («*CfDs*») para los nuevos proyectos eólicos, solares, geotérmicos, hidroeléctricos y nucleares, así como el «*repowering*», ampliación o extensión de la vida útil.
- Refuerzo de los mecanismos de flexibilidad, con objetivos indicativos y la posibilidad para los Estados Miembro de introducir sistemas de apoyo a favor de la gestión de la demanda o el almacenamiento.
- Mayor protección a los consumidores: Con aspectos tales como el establecimiento de obligaciones de cobertura a las comercializadoras para reducir la exposición a la volatilidad del mercado, la creación de la figura de suministradores de último recurso, la habilitación a los Estados Miembro, en caso de crisis, para hacer extensivos los precios regulados a hogares y pymes, o el refuerzo de la protección frente a la desconexión a los vulnerables.

Adicionalmente, la propuesta establece que las metodologías de remuneración de las redes deben contemplar las inversiones que anticipen necesidades red.

Con fecha 14 de septiembre de 2023 el Parlamento Europeo ha adoptado un acuerdo sobre la propuesta de

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

reforma del mercado de electricidad, y el 17 de octubre de 2023 el Consejo logró un acuerdo sobre su posición al respecto. Finalmente, el 14 de diciembre de 2023 ambas instituciones lograron alcanzar un acuerdo, cuya adopción formal se espera para comienzos de 2024. A destacar como elemento adicional incorporado en el acuerdo final, la eliminación de la calificación de los mecanismos de capacidad como mecanismos de último recurso, y el mandato a la Comisión Europea para estudiar cómo agilizar y simplificar su proceso de aprobación.

Por otro lado, el 14 de marzo de 2023 la Comisión Europea adoptó una propuesta para modificar el Reglamento sobre Integridad y Transparencia del Mercado Mayorista de Energía (REMIT por sus siglas en inglés). La propuesta incrementa de forma sustancial los poderes encomendados a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) otorgándole poderes de sanción e investigación. La propuesta también intenta precisar conceptos como la definición de información privilegiada o participante del mercado. Por otra parte, introduce nuevas disposiciones tomadas del Reglamento de Abuso de Mercado duplicando en algunos casos las obligaciones de los participantes del mercado. Con fecha 16 de noviembre de 2023 el Consejo y el Parlamento Europeo llegaron a un acuerdo provisional. En cuanto al proceso legislativo queda pendiente su aprobación formal por parte del Consejo y del Parlamento, y publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE).

Directiva de renovables

El 18 de octubre de 2023 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea la revisión de la Directiva sobre Energías Renovables (EU) 2023/2413.

Entre las novedades que incorpora, destaca un objetivo de renovables del 42,5 % del consumo final de energía de la Unión Europea en 2030, con la intención de llegar alcanzar el 45 % y además, en relación al «*permitting*», la aprobación de medidas de agilización en materia de permisos que diferencian los proyectos situados dentro o fuera de las llamadas «*zonas de aceleración de renovables*».

También se establecen ciertos requisitos a cumplir por los gases para ser considerados renovables. A través de dos actos delegados se completan los criterios que tienen que cumplir los gases de origen no biológico, como el hidrógeno, para ser considerados renovables.

Directiva de Eficiencia Energética

El 20 de septiembre de 2023 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (UE) 2023/1791 relativa a la Eficiencia Energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955). Se destaca un incremento en la ambición, con un objetivo obligatorio de reducción del consumo energético en la Unión Europea del 11,7 % en 2030 respecto una referencia calculada en 2020. En cuanto a los sistemas de obligaciones de Eficiencia Energética en cliente final, se pasa de una obligación de reducción anual del 0,8 % al 1,3 % en 2024-2025, 1,5 % en 2026-2027 y 1,9 % en 2028-2030.

Directiva y el Reglamento sobre el mercado interior de gas natural, gases renovables e hidrógeno

El pasado 27 de noviembre de 2023 y 8 de diciembre de 2023 el Parlamento y Consejo Europeo llegaron a un acuerdo sobre la Directiva y el Reglamento del llamado paquete de gas. El principal objetivo del paquete es facilitar la entrada en el mercado de gases renovables y con bajas emisiones de carbono.

Los principales puntos acordados son la definición de hidrógeno bajo en carbono, la separación de redes de hidrógeno, el porcentaje de «*blending*» máximo que aceptarán los gestores de redes fijado en el 2 % y la creación de una nueva entidad independiente para el hidrógeno («*EU Entity for Hydrogen Network Operators (IENNOH)*») que coordinará la planificación y el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno de la Unión Europea.

La compra conjunta de gas de los países de la Unión Europea se mantiene de forma voluntaria.

Directiva de Eficiencia Energética en edificios

El pasado 7 de diciembre de 2023 se llegó a un acuerdo sobre la Directiva de Eficiencia Energética de edificios.

Entre los principales acuerdos conseguidos se encuentran la obligación de instalación de energía solar en los nuevos edificios públicos y en los no residenciales ya existentes si sufren una renovación sustancial, la voluntad de eliminación progresiva de las calderas de combustibles fósiles para 2040, estándares mínimos de rendimiento energético y la obligación de que los nuevos edificios públicos sean cero emisiones a partir de 2028 y cualquier otro edificio a partir de 2030. En relación con el vehículo eléctrico en edificios será obligatorio el precableado para edificios nuevos y renovados, aumentando el número mínimo de puntos de recarga. Adicionalmente, los Estados Miembros tendrán que establecer sistemas nacionales de pasaportes de renovación de edificios y ventanillas únicas para la renovación de edificios.

Regulación financiera

En el mes de octubre de 2022, la Comisión Europea aprobó el Reglamento Delegado 2022/2310 de la Comisión, de 18 de octubre de 2022, incrementando a 4.000 millones de euros, el valor del umbral de compensación para las posiciones mantenidas en contratos de derivados extrabursátiles sobre materias primas y otros contratos de derivados extrabursátiles.

El 7 de diciembre de 2022, la Comisión Europea adoptó una propuesta de modificación del Reglamento relativo a

los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR por sus siglas en inglés). Actualmente, esta propuesta está siendo discutida en la fase de trílogos de las instituciones europeas (Consejo, Parlamento y Comisión) con el objetivo de consensuar y adoptar el texto definitivo.

Entre los cambios más importantes que plantea destaca la forma de cálculo de las posiciones de cara al umbral de compensación. Además, en la propuesta se establece que sólo se incluirán en dicho cálculo aquellos derivados que no se hayan llevado a compensación en una Cámara de Contrapartida Central autorizada o reconocida conforme al derecho de la Unión Europea. Asimismo, se propone la eliminación de la exención de reporting de las operaciones intragrupo. Por otra parte, se permite que las cámaras de contrapartida central admitan como colaterales los avales bancarios y las garantías públicas de elevada liquidez, siempre que estén disponibles incondicionalmente a su requerimiento dentro del periodo de liquidación.

Igualmente, con fecha 7 de marzo de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 6/2023 de los Mercados de Valores y de los Servicios de Inversión, que transpone al ordenamiento español la Directiva (UE) 2021/338 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de febrero de 2021 por la que se modifica la Directiva 2014/65/UE en lo relativo a los requisitos de información, la gobernanza de productos y la limitación de posiciones, y la Directiva 2013/36/UE y Directiva (UE) 2019/878 en lo relativo a su aplicación a las empresas de servicios de inversión con el fin de contribuir a la recuperación de la crisis de la COVID-19 (denominada «*MIFID quick fix*»). Esta Directiva elimina el requisito de comunicar al regulador la intención de aplicar la exención de actividad auxiliar, para aquellas empresas cuya actividad a nivel de grupo sea auxiliar al negocio principal. Por otra parte, esta Directiva introduce un tercer criterio para considerar que la actividad es auxiliar, basado en que la exposición neta abierta sobre materias primas o derechos de emisión o derivados de estos que se liquiden financieramente fuera de un centro de negociación, no supere el umbral de 3.000 millones de euros. Estas disposiciones se desarrollan en el Real Decreto 813/2023, de 8 de noviembre, sobre el régimen jurídico de las empresas de servicios de inversión y de las demás entidades que prestan servicios de inversión, que además especifica que el régimen de límites a las posiciones aplicaría aunque se esté exento en base a la exención de actividad auxiliar.

Asimismo, esta Directiva modifica el régimen de límites a las posiciones, limitándolo a aquellos derivados que se consideren críticos o significativos. El Real Decreto 814/2023, de 8 de noviembre, sobre instrumentos financieros, admisión a negociación, registro de valores negociables e infraestructuras de mercado, desarrolla estas disposiciones.

Finanzas sostenibles

A raíz de la adopción por parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, la Comisión Europea publicó su Plan de Acción «*Financiar el Crecimiento Sostenible*», siendo uno de los objetivos fijados en dicho Plan reorientar los flujos de capital hacia inversiones sostenibles.

Dentro de este Plan de Acción se publicó en 2020 el Reglamento 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de junio de 2020, relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles (Reglamento de Taxonomía).

En este sentido, para que una actividad económica sea considerada medioambientalmente sostenible deberá contribuir sustancialmente a uno o varios de los 6 objetivos medioambientales que recoge el citado Reglamento, entre ellos, la mitigación del Cambio Climático y la adaptación al Cambio Climático, así como no causar ningún perjuicio significativo a alguno de los otros objetivos medioambientales.

Asimismo, los criterios técnicos que se deben cumplir para que se considere que una actividad económica contribuye de forma sustancial a la mitigación del Cambio Climático y a la adaptación al Cambio Climático se han definido a través del Reglamento Delegado 2021/2139 de la Comisión, de 4 de junio de 2021. Con carácter general quedan dentro de la Taxonomía las actividades de producción de electricidad con fuentes renovables y excluida la generación con combustibles fósiles. Actualmente queda pendiente de definir los criterios técnicos que debe cumplir la energía nuclear y la producción eléctrica con gas natural para quedar amparados por la Taxonomía.

Con fecha 10 de diciembre de 2021 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento Delegado 2021/2178 de la Comisión de 6 de julio de 2021 que detalla la información y los cálculos a realizar para cumplir con las obligaciones contenidas en el Reglamento de Taxonomía.

En el mes de marzo de 2022 se aprobó por la Comisión Europea el Acto Delegado complementario a la Taxonomía climática sobre la mitigación del Cambio Climático y la adaptación al mismo en el que se contemplan una serie de actividades relacionadas con el gas y la energía nuclear. Adicionalmente, en el mes de marzo de 2022, la plataforma de finanzas sostenibles presentó a la Comisión Europea un informe con recomendaciones que servirá de base para que la Comisión redacte el Reglamento delegado sobre los criterios técnicos de los 4 objetivos restantes de la Taxonomía y que son los siguientes: uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos, transición hacia una Economía Circular, prevención y control de la contaminación y protección y recuperación de la biodiversidad y los ecosistemas.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Con fecha 13 de junio de 2023 la Comisión Europea ha aprobado un nuevo conjunto de criterios de Taxonomía de la Unión Europea (UE) para aquellas actividades económicas que contribuyen sustancialmente a uno o varios de los objetivos medioambientales no climáticos: uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos, transición hacia una economía circular, prevención y control de la contaminación, protección y recuperación de la biodiversidad y de los ecosistemas. Este Reglamento entró en vigor el pasado mes de diciembre de 2023 y es aplicable desde el 1 de enero de 2024.

Ayudas de Estado

El 23 de marzo de 2022 la Comisión Europea emitió una comunicación sobre el Marco Temporal relativo a las medidas de ayuda estatal destinadas a respaldar la economía tras la agresión contra Ucrania por parte de Rusia. En dicho Marco Temporal, la Comisión Europea especificó los criterios que guiarán la evaluación de la compatibilidad con el mercado interior de las medidas de ayuda estatal que los Estados miembro pueden adoptar para paliar los efectos económicos derivados de la guerra y las sanciones subsiguientes adoptadas por la Unión Europea y los socios internacionales, así como de las contramedidas adoptadas por Rusia.

Así mismo, la Comisión Europea adoptó varias modificaciones a lo largo del año 2022 del «*Marco Temporal de Crisis de las Ayudas Estatales*», mediante la cual se permite a los Estados Miembros continuar haciendo uso de la flexibilidad prevista en las normas sobre ayudas estatales para dar apoyo a la economía en el contexto de la guerra de Rusia contra Ucrania y en consonancia con los objetivos del Plan «*REPowerEU*» hasta el 31 de diciembre de 2023. La Comisión Europea ha extendido el Marco anterior hasta junio de 2024, incrementando la cantidad de ayudas que pueden recibir las empresas.

Mercado mayorista

Desde el 10 de mayo de 2022, y siguiendo los criterios de revisión establecidos en la Decisión 4/2017 de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la Unión Europea, el precio límite máximo armonizado del mercado diario pasó de 3.000 €/MWh a 4.000 €/MWh. La citada Decisión 4/2017 estableció que el límite superior debe incrementarse en 1.000 €/MWh a las 5 semanas de haber sido alcanzado el 60 % del límite. Aunque en agosto de 2022 se alcanzó el valor de 4.000 €/MWh, lo que debería dar lugar a un nuevo incremento, éste no se ha llevado a término, habiendo la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) iniciado en septiembre de 2022 una revisión de los criterios de modificación de los límites de precios. Con fecha 10 de enero de 2023, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) aprobó la Decisión 1/2023, con los nuevos criterios.



7. CAMBIOS EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

7.1. Sociedades Dependientes

Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se ha producido la incorporación de las siguientes Sociedades Dependientes al perímetro de consolidación:

				Incorporaciones de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	**Transacción**	**Fecha**	**Actividad**	**Control**	**Económico**	**Control**	**Económico**	**Control**	**Económico**
Endesa Mobility, S.L.U. [1]	Constitución	26 de enero de 2023	Movilidad	100,00	100,00	–	–	–	–
Enel Green Power España Solar 1, S.L.U. [2]	Constitución	27 de julio de 2023	Fotovoltaica	100,00	100,00	–	–	–	–
EGPE Solar 2, S.L.U. [2]	Constitución	27 de julio de 2023	Fotovoltaica	100,00	100,00	–	–	–	–
Stonewood Desarrollos, S.L.U. [3]	Adquisición	17 de febrero de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Arena Green Power 1, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Arena Green Power 2, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Arena Green Power 3, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Arena Green Power 4, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Arena Green Power 5, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Enigma Green Power 1, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 4, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 5, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 6, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 7, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 8, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 9, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Shark Power Ren 10, S.L.U. [3]	Adquisición	14 de junio de 2022	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. [4]	Constitución	21 de noviembre de 2022	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	–	–

[1] Sociedad constituida por Endesa, S.A. Con fecha 24 de enero de 2023, el Consejo de Administración de Endesa, S.A. autorizó el inicio de un proceso de reordenación societaria consistente en la escisión de la rama de actividad de movilidad eléctrica propiedad de Endesa X Servicios S.L.U., incluyendo la participación del 49 % del capital social de Endesa X Way, S.L., en beneficio de la sociedad Endesa Mobility, S.L.U. Posteriormente, con fecha 26 de enero de 2023 se constituyó la compañía Endesa Mobility, S.L.U. participada en un 100 % por Endesa, S.A. Finalmente, con fecha 3 de abril de 2023 quedó inscrita la mencionada escisión.
[2] Sociedades constituidas por ENEL Green Power España, S.L.U.
[3] Sociedades adquiridas por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe total de 26 millones de euros, los cuales están totalmente desembolsados a 31 de diciembre de 2023.
[4] Sociedad constituida por Endesa Energía, S.A.U.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Desembolsos pendientes de pago

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los desembolsos pendientes de pago correspondientes a sociedades adquiridas así como las estipulaciones pendientes de cumplimiento y la fecha estimada de pago es el siguiente:

Millones de Euros

	Desembolsos Pendientes				
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	Fecha de Adquisición	Estipulaciones Pendientes de Cumplimiento	Fecha Estimada de Pago
Arena Power Solar 11, S.L.U. Arena Power Solar 12, S.L.U. Arena Power Solar 13, S.L.U.	3	3	25 de febrero de 2021	Fecha de inicio de la construcción del proyecto (*«Ready to Build»*)	*«Ready to Build»*: Diciembre de 2024
Arena Power Solar 20, S.L.U.	2	2	29 de julio de 2021	Obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y fecha de inicio de la construcción del proyecto (*«Ready to Build»*)	Declaración de Impacto Ambiental (DIA): Marzo de 2024 *«Ready to Build»*: Diciembre de 2025
Savanna Power Solar 4, S.L.U. Savanna Power Solar 5, S.L.U. Savanna Power Solar 6, S.L.U. Arena Power Solar 33, S.L.U. Arena Power Solar 34, S.L.U. Arena Power Solar 35, S.L.U. Savanna Power Solar 9, S.L.U. Savanna Power Solar 10, S.L.U.	10	20	25 de febrero de 2021 15 de marzo de 2021	Fecha de inicio de la construcción del proyecto (*«Ready to Build»*)	*«Ready to Build»*: Marzo de 2025
Suggestion Power, Unipessoal, Lda	3	3	14 de septiembre de 2020	Fecha de celebración del *«Investment Commitee»* (IC). Fecha de inicio de la construcción del proyecto (*«Ready to Build»*), e inicio de la explotación del proyecto (*«Commercial Operation Date»* (COD).	*«Investment Commitee»* (IC): Octubre de 2024 *«Ready to Build»*: Enero de 2025 *«Commercial Operation Date»* (COD): Agosto de 2026
Stonewood Desarrollos, S.L.U.	–	2	17 de febrero de 2022	–	–
TOTAL	**18**	**30**			

Estas sociedades se encuentran, por una parte, en fase de tramitación de permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, y, por tanto, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición. En concreto, durante el ejercicio 2023 el importe de las inversiones brutas realizadas por dichas sociedades ha ascendido a 6 millones de euros (57 millones de euros en el ejercicio 2022) (véase Nota 20.1).

Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se han producido las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las siguientes Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Variaciones en Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.[1]	Adquisición	Comercialización	100,00	100,00	100,00	96,42	100,00	96,42
Energías Especiales de Careón, S.A.[2]	Adquisición	Eólica	97,00	97,00	97,00	97,00	77,00	77,00
Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U.[2]	Adquisición	Eólica	–	–	100,00	100,00	80,00	80,00

[1] Con fecha 1 de julio 2023 ha tenido lugar la compraventa de la sociedad Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. por parte de Endesa Energía, S.A.U. (comprador) a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (vendedor) por un importe no significativo.
[2] Participaciones adquiridas por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe de 9 millones de euros, de los cuales 7 millones de euros corresponden al precio de la participación en dichas sociedades y 2 millones de euros al pago de la deuda que las sociedades mantenían con los anteriores socios. Dichas transacciones no tienen impacto en el Estado del Resultado Consolidado y suponen un efecto en el Patrimonio Neto por importe de 7 millones de euros de los cuales 3 millones de euros corresponden a Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes y 4 millones de euros corresponden a Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante (véanse Notas 35.2 y 46.3).

Exclusiones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 se ha producido la exclusión de las siguientes Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Exclusiones de Sociedades			
			Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedad	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico
Xaloc Solar, S.L.U.[1]	Venta	Fotovoltaica	–	–	100,00	100,00
Endesa Comercialização de Energia, S.A.	Disolución	Comercialización	–	–	100,00	100,00

[1] Con fecha 23 de marzo de 2023 Enel Green Power España, S.L.U. ha formalizado la venta de la participación en esta Compañía por un importe de 2 millones de euros que han sido pagados mediante la compensación de derechos de crédito con el comprador. El resultado bruto generado es inferior a 1 millón de euros, negativo.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2022 no se produjo la exclusión de Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación.

Fusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se han realizado las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Fusiones de Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2023 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%) (Sociedad Absorbida)	
Sociedad Absorbente	Fecha de Fusión	Sociedades Absorbidas	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Endesa, S.A.	2 de noviembre de 2023	Endesa Red, S.A.U.[1]	–	–	100,00	100,00	100,00	100,00
Enel Green Power España, S.L.U.	19 de septiembre de 2023	Energías Especiales Peña Armada, S.A.U.	–	–	100,00	100,00	100,00	100,00
	22 de junio de 2022	Parque Eólico Tico, S.L.U.	–	–	–	–	100,00	100,00
	15 de junio de 2022	Castiblanco Solar, S.L.U.	–	–	–	–	100,00	100,00
	15 de junio de 2022	Coquina Solar, S.L.U.	–	–	–	–	100,00	100,00
	15 de junio de 2022	Navalvillar Solar, S.L.U.	–	–	–	–	100,00	100,00
	15 de junio de 2022	Valdecaballero Solar, S.L.U.	–	–	–	–	100,00	100,00
	7 de octubre de 2022	Planta Eólica Europea, S.A.U.	–	–	–	–	100,00	100,00

[1] Con fecha 22 de septiembre de 2023 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. y el Administrador Único de la sociedad íntegramente participada por Endesa, S.A., Endesa Red, S.A.U., aprobaron el proyecto común de fusión referido a la fusión por absorción en virtud de la cual Endesa Red, S.A.U. se integra en Endesa, S.A. mediante la transmisión en bloque de su patrimonio, produciéndose su extinción sin liquidación. Con efectos día 2 de noviembre de 2023, ha quedado inscrita la fusión por absorción de la sociedad Endesa Red, S.A.U. por parte de Endesa, S.A.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

7.2. Sociedades Asociadas

Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se ha producido la incorporación de las siguientes Sociedades Asociadas al perímetro de consolidación:

				Incorporaciones de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	64,05	64,05	–	–	–	–
María Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	45,36	45,36	–	–	–	–
Brazatortas 220 Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	33,96	33,96	33,96	33,96	–	–
Endesa X Way, S.L. [b]	28.1	Constitución y Venta	Movilidad Eléctrica	49,00	49,00	49,00	49,00	–	–
Energías Limpias de Carmona, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	18,75	18,75	18,75	18,75	–	–
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	9,39	9,39	9,39	9,39	–	–
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L. [a]	28.1	Adquisición	Fotovoltaica	19,23	19,23	19,23	19,23	–	–
Instalaciones San Serván II 400, S.L. [a]	28.1	Adquisición	Fotovoltaica	23,81	23,81	23,81	23,81	–	–
Promotores Mudéjar 400kV, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	37,19	37,19	37,19	37,19	–	–
Renovables Brovales 400kV, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	64,15	64,15	64,15	64,15	–	–
Ribina Renovables 400, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	40,21	40,21	39,24	39,24	–	–
Seccionadora Almodóvar Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	37,50	37,50	37,50	37,50	–	–
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	16,00	16,00	16,00	16,00	–	–
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L. [a]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	60,53	60,53	60,53	60,53	–	–

[a] Sociedades constituidas directa y/o indirectamente por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe total inferior a 1 millón de euros.
[b] Con fecha 9 de febrero de 2022 se constituyó la sociedad Endesa Movilidad Eléctrica, S.L.U. (actualmente denominada Endesa X Way, S.L.) participada en un 100 % por Endesa X Servicios, S.L.U. Posteriormente, con fecha 4 de abril de 2022 se formalizó la segregación parcial de Endesa X Servicios, S.L.U. mediante la cual se transmitió la unidad económica de gestión de movilidad eléctrica que incluye la prestación del servicio de gestión de puntos de recarga de vehículos eléctricos y actividades conexas en favor de la sociedad Endesa X Way, S.L. Con fecha 29 de abril de 2022, Endesa X Servicios, S.L.U. vendió el 51 % de su participación en dicha compañía a Enel X Way, S.r.l. (sociedad del Grupo Enel matriz del negocio de movilidad eléctrica) por un importe de 122 millones de euros generándose una plusvalía de 121 millones de euros (véanse Notas 12, 46.2 y 47.1).

Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se han producido las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las siguientes sociedades asociadas del perímetro de consolidación:

				Variaciones en Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Solana Renovables, S.L. [a]	28.1	Venta	Fotovoltaica	39,90	39,90	49,84	49,84	49,84	49,84
Ribina Renovables 400, S.L. [a]	28.1	Adquisición	Fotovoltaica	40,21	40,21	39,24	39,24	–	–
Renovables Manzanares 400 KV, S.L. [a]	28.1	Adquisición	Fotovoltaica	43,98	43,98	43,98	43,98	27,86	27,86

[a] Las magnitudes de esta sociedad y transacción no son significativas.

Exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se han producido las exclusiones de las siguientes Sociedades Asociadas del perímetro de consolidación:

				Exclusión de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Tecnatom, S.A. [1]	24 y 46.2	Venta	Nuclear	–	–	45,00	45,00	45,00	45,00
Boiro Energía, S.A., S.L. [2]	29.1	Venta	Energías Renovables	–	–	–	–	40,00	40,00
Depuración Destilación Reciclaje, S.L. [2]	29.1	Venta	Energías Renovables	–	–	–	–	40,00	40,00
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A. (En liquidación) [3]	29.1	Extinción	Desalación de Agua	–	–	–	–	45,00	45,00

[1] Con fecha 24 de noviembre de 2023 se ha formalizado la venta de la participación en esta compañía por un importe total de 27 millones de euros no habiéndose generado ningún resultado en la transacción.
[2] Con fecha 2 de junio de 2022 Enel Green Power España, S.L.U. formalizó la venta de la participación en estas compañías por un importe total de 14 millones de euros. El resultado bruto generado ascendió a un importe de 1 millón de euros, positivo (véanse Notas 14 y 46.2).
[3] Las magnitudes de esta sociedad no eran significativas.

7.3. Acuerdos Conjuntos

7.3.1. Operaciones Conjuntas

Incorporaciones, variaciones y exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 no se ha producido la incorporación, variación en los porcentajes de participación de control y económico ni exclusión de ninguna Entidad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

7.3.2. Negocios Conjuntos

Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 se ha producido la incorporación de los siguientes Negocios Conjuntos al perímetro de consolidación:

				Incorporación de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2021 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Grineo Gestión Circular, S.L. [1]	28.2	Constitución	Servicios	35,00	35,00	–	–	–	–
Campos Promotores Renovables, S.L.[2]	28.2	Constitución	Fotovoltaica	25,30	25,30	25,30	25,30	–	–
Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 KV, S.L.[2]	28.2	Constitución	Fotovoltaica	41,14	41,14	41,14	41,14	–	–
Novolitio Recuperación de Baterías, S.L.[1]	28.2	Constitución	Recuperación de Baterías	45,00	45,00	45,00	45,00	–	–
Rebuilding Agente Rehabilitador, S.L.[2]	28.2	Constitución	Infraestructuras y Servicios	50,00	50,00	50,00	50,00	–	–

[1] Sociedades constituidas por Endesa Generación, S.A.U. por un importe inferior a 1 millón de euros.
[2] Sociedades constituidas directa y/o indirectamente por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe no significativo.
[3] Sociedad constituida por Endesa X Servicios, S.L.U. por un importe no significativo.

Variaciones y exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022 no se ha producido variación en los porcentajes de participación de control y económico ni exclusión de ningún Negocio Conjunto del perímetro de consolidación.



8. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

8.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad, la organización de Endesa se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados. Por tanto, la información financiera diferenciada por Segmentos se basa en el enfoque empleado por el Comité Ejecutivo de Dirección de la Sociedad para supervisar los resultados e incluye:

- Generación, junto con la Comercialización;
- Distribución;
- Estructura, que recoge, fundamentalmente, los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o «*Holding*» y de las sociedades cuya actividad es la de financiación y prestación de servicios; y
- Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los Segmentos.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.

Durante los ejercicios 2023 y 2022, Endesa no ha tenido, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10 % o más de sus ingresos.

8.2. Información por Segmentos

8.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	2023
	Generación y Comercialización
INGRESOS	**23.179**
Ingresos con Terceros	23.148
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	31
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(16.094)**
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**(3.172)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**3.913**
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	**(1.635)**
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**2.278**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	**(1.137)**
Amortizaciones	(1.031)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	(116)
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	10
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	**(271)**
Dotación Deterioro de Activos Financieros	(384)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	113
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**870**
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	6
INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL Y ACTIVO INTANGIBLE[1]	**1.544**

[1] Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 147 millones de euros (133 millones de euros en Generación y Comercialización, 7 millones de euros en Distribución y 7 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).



2023			
Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
2.466	**501**	**(687)**	**25.459**
2.302	9	–	25.459
164	492	(687)	–
(166)	**(209)**	**157**	**(16.312)**
–	**–**	**–**	**(3.172)**
2.300	**292**	**(530)**	**5.975**
(563)	**(530)**	**530**	**(2.198)**
1.737	**(238)**	**–**	**3.777**
(684)	**(43)**	**–**	**(1.864)**
(694)	(43)	–	(1.768)
–	–	–	(116)
10	–	–	20
3	**–**	**–**	**(268)**
(62)	–	–	(446)
65	–	–	178
1.056	**(281)**	**–**	**1.645**
4	–	–	10
892	**27**	**–**	**2.463**

Millones de Euros

	2022
	Generación y Comercialización
INGRESOS	**30.722**
Ingresos con Terceros	30.686
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	36
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(23.565)**
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**(2.217)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**4.940**
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	**(1.231)[a]**
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**3.709**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	**(1.008)**
Amortizaciones	(939)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	(98)
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	29
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	**(137)**
Dotación Deterioro de Activos Financieros	(285)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	148
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**2.564**
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	11
INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL Y ACTIVO INTANGIBLE[b]	**1.451**

[a] Incluye el resultado bruto generado por la venta del 51 % de la participación de Endesa X Way, S.L. a Enel Way, S.r.l. y el registro de la participación retenida (49 %) a valor razonable como consecuencia de la pérdida de control de dicha Compañía por importe total de 238 millones de euros (véase Nota 26.1).
[b] Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 23 millones de euros (19 millones de euros en Generación y Comercialización, 3 millones de euros en Distribución y 1 millón de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).



2022			
Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
2.348	**472**	**(646)**	**32.896**
2.202	8	–	32.896
146	464	(646)	–
(139)	**170**	**140**	**(23.394)**
–	**–**	**–**	**(2.217)**
2.209	**642**	**(506)**	**7.285**
(506)	**(489)**	**506**	**(1.720)**
1.703	**153**	**–**	**5.565**
(660)	**(48)**	**–**	**(1.716)**
(666)	(48)	–	(1.653)
–	–	–	(98)
6	–	–	35
(25)	**–**	**–**	**(162)**
(96)	–	–	(381)
71	–	–	219
1.018	**105**	**–**	**3.687**
4	–	–	15
891	**28**	**–**	**2.370**



8.2.2. Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023
	Generación y Comercialización
Inmovilizado Material[1]	**10.132**
Activo Intangible	**1.401**
Fondo de Comercio	**361**
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	**257**
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	**–**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	**4.262**
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	**–**
Otros[2]	**1.923**
ACTIVOS SEGMENTOS	**18.336**
TOTAL ACTIVO	
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	**20**
Provisiones no Corrientes	**2.089**
Provisiones por Prestaciones al Personal	116
Otras Provisiones no Corrientes	1.973
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	**3**
Provisiones Corrientes	**1.137**
Provisiones por Prestaciones al Personal	–
Otras Provisiones Corrientes	1.137
Proveedores y otros Acreedores	**4.101**
Otros[3]	**127**
PASIVOS SEGMENTOS	**7.477**
TOTAL PASIVO	

[1] Incluye Derechos de Uso por importe de 810 millones de euros (716 millones de euros en Generación y Comercialización, 25 millones de euros en Distribución y 69 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).
[2] Incluye Inversiones Inmobiliarias por importe de 69 millones de euros (67 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 22), Existencias por importe de 2.060 millones de euros (1.875 millones de euros en Generación y Comercialización y 185 millones de euros en Distribución) (véase Nota 31), y Otros Activos No Corrientes por importe de 386 millones de euros (48 millones de euros en Generación y Comercialización, 336 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 29).
[3] Incluye Subvenciones por importe de 227 millones de euros (36 millones de euros en Generación y Comercialización y 191 millones de euros en Distribución) (véase Nota 38) y Otros Pasivos no Corrientes por importe de 578 millones de euros (91 millones de euros en Generación y Comercialización, 480 millones de euros en Distribución y 7 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 38).

31 de diciembre de 2023			
Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
12.555	152	–	22.839
215	30	–	1.646
97	4	–	462
13	3	–	273
–	–	–	–
801	271	(422)	4.912
4	–	–	4
588	4	–	2.515
14.273	464	(422)	32.651
			41.283
4.328	–	–	4.348
534	232	–	2.855
125	27	–	268
409	205	–	2.587
424	–	–	427
94	146	–	1.377
–	–	–	–
94	146	–	1.377
1.779	784	(422)	6.242
671	7	–	805
7.830	1.169	(422)	16.054
			41.283



Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022
	Generación y Comercialización
Inmovilizado Material[2]	**9.808**
Activo Intangible	**1.388**
Fondo de Comercio	**361**
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	**259**
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	**–**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	**4.969**
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	**–**
Otros[3]	**1.951**
ACTIVOS SEGMENTOS	**18.736**
TOTAL ACTIVO	
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	**13**
Provisiones no Corrientes	**2.185**
Provisiones por Prestaciones al Personal	121
Otras Provisiones no Corrientes	2.064
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	**9**
Provisiones Corrientes	**1.002**
Provisiones por Prestaciones al Personal	–
Otras Provisiones Corrientes	1.002
Proveedores y otros Acreedores	**5.257**
Otros[4]	**139**
PASIVOS SEGMENTOS	**8.605**
TOTAL PASIVO	

[1] Incluye Derechos de Uso por importe de 782 millones de euros (683 millones de euros en Generación y Comercialización, 25 millones de euros en Distribución y 74 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).
[2] Incluye Inversiones Inmobiliarias por importe de 59 millones de euros (57 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 22), Existencias por importe de 2.122 millones de euros (1.930 millones de euros en Generación y Comercialización y 192 millones de euros en Distribución) (véase Nota 31) y Otros Activos No Corrientes por importe de 304 millones de euros (18 millones de euros en Generación y Comercialización, 283 millones de euros en Distribución y 3 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 29).
[3] Véase Nota 4.
[4] Incluye Subvenciones por importe de 238 millones de euros (36 millones de euros en Generación y Comercialización y 202 millones de euros en Distribución) (véase Nota 36) y Otros Pasivos no Corrientes por importe de 588 millones de euros (102 millones de euros en Generación y Comercialización, 478 millones de euros en Distribución y 8 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 38).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

31 de diciembre de 2022			
Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
12.371	159	–	22.338
209	39	–	1.636
97	4	–	462
12	3	–	274
–	–	–	–
677	232	(406)	5.472
8	–	–	8
531	3	–	2.485
13.905	440	(406)	32.675
			50.067[33]
4.287	–	–	4.300
578	201	–	2.964
131	26	–	278
447	175	–	2.686
285	–	–	294
86	148	–	1.236
–	–	–	–
86	148	–	1.236
1.120	248	(406)	6.219
681	6	–	826
7.037	603	(406)	15.839
			50.067[33]



A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la conciliación de los activos y pasivos por Segmentos respecto al Total Activo y Total Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
TOTAL ACTIVO	4	**41.283**	**50.067**
Otros Activos Financieros no Corrientes	38	663	1.160
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	879	1.249
Activos por Impuesto Diferido	25	1.608	2.660
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	32	233	49
Activos por otros Impuestos	32	312	166
Otros Activos Financieros Corrientes	38	1.777	8.677
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.054	2.533
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	2.106	871
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	34	–	27
ACTIVOS SEGMENTOS		**32.651**	**32.675**
TOTAL PASIVO	4	**41.283**	**50.067**
Patrimonio Neto	35	7.204	5.758
Deuda Financiera no Corriente	41.3	9.636	11.704
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	544	2.408
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	39	8	–
Pasivos por Impuesto Diferido	25	1.308	1.425
Deuda Financiera Corriente	41.3	4.091	6.784
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.673	4.990
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	104	51
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	40	215	544
Pasivos por otros impuestos	40	446	564
PASIVOS SEGMENTOS		**16.054**	**15.839**

8.2.3. Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	2023			
Estado de Flujos de Efectivo	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Otros[1]	Total
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.296	2.268	(867)	4.697
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	3.706	(992)	482	3.196
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(7.017)	(1.275)	1.634	(6.658)

[1] Estructura, Servicios y Ajustes.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	2022			
Estado de Flujos de Efectivo	**Generación y Comercialización**	**Distribución**	**Estructura, Servicios y Otros[a]**	**Total**
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	(199)	1.595	276	1.672
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(10.053)	(901)	2.798	(8.156)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	10.291	(694)	(2.945)	6.652

[a] Estructura, Servicios y Ajustes.

8.3. Información por áreas geográficas

8.3.1. Resultados de la Sociedad Dominante, ingresos por ventas y prestación de servicios a clientes externos y otros ingresos de explotación a clientes externos correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	2023		
País	**Resultado de la Sociedad Dominante**	**Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios**	**Otros Ingresos de Explotación**
España	666	20.589	377
Francia	28	1.247	–
Portugal	33	1.050	2
Luxemburgo	–	859	–
Alemania	12	523	–
Singapur	–	147	–
Suiza	–	147	3
Reino Unido	–	406	–
Holanda	–	34	–
Italia	–	6	7
Marruecos	3	–	–
Otros	–	62	–
TOTAL	**742**	**25.070**	**389**

Millones de Euros

	2022		
País	**Resultado de la Sociedad Dominante**	**Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios**	**Otros Ingresos de Explotación**
España	2.458	28.588	325
Portugal	46	1.794	1
Italia	–	104	2
Francia	25	1.139	23
Alemania	9	564	–
Holanda	1	37	–
Marruecos	2	–	–
Reino Unido	–	104	–
Otros	–	215	–
TOTAL	**2.541**	**32.545**	**351**

8.3.2. Inmovilizado material, inversiones inmobiliarias, activo intangible y fondo de comercio a 31 de diciembre de 2023 y 2022

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			
	Inmovilizado Material	**Inversiones Inmobiliarias**	**Activo Intangible**	**Fondo de Comercio**
España	22.538	69	1.639	462
Portugal	297	–	7	–
Francia	4	–	–	–
TOTAL	**22.839**	**69**	**1.646**	**462**

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022			
	Inmovilizado Material	**Inversiones Inmobiliarias**	**Activo Intangible**	**Fondo de Comercio**
España	22.022	59	1.628	462
Portugal	312	–	8	–
Francia	4	–	–	–
TOTAL	**22.338**	**59**	**1.636**	**462**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

9. INGRESOS

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	9.1	25.070	32.545
Otros Ingresos de Explotación	9.2	389	351
TOTAL		**25.459**	**32.896**

9.1. Ingresos por ventas y prestaciones de servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Ventas de Electricidad		16.572	23.511
Ventas Mercado Liberalizado		12.077	14.966
Ventas Mercado Liberalizado Español		10.673	13.305
Ventas Mercados Liberalizados fuera de España		1.404	1.661
Ventas a Precio Regulado		1.623	2.985
Ventas Mercado Mayorista		1.324	3.828
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)		1.557	1.578
Retribución a la Inversión en Energías Renovables		(9)[1]	154[2]
Ventas de Gas		5.419	6.121
Ventas Mercado Liberalizado		5.214	5.964
Ventas a Precio Regulado		205	157
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad		1.930	1.879
Verificaciones y Enganches		32	40
Prestación de Servicios en Instalaciones		47	33
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios		1.064	956
Ventas relativas a Servicios de Valor Añadido		398	403
Cobros por Capacidad		11	17
Ventas de otras Materias Energéticas		386	273
Prestaciones de Servicios y Otros		269	263
Ingresos por Arrendamientos	11.3	6	5
TOTAL		**25.070**	**32.545**

[1] En el ejercicio 2023 incluye el registro de un pasivo por importe de 9 millones de euros por ajustes por desviación del precio de mercado relativo a aquellas Instalaciones Tipo (IT) que, de acuerdo con la mejor estimación de precios de mercado de la energía, van a percibir Retribución a la Inversión (Rinv) durante su vida útil regulatoria y abandonar el régimen retributivo tendría consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en él (véase Nota 6).

[2] En el ejercicio 2022 incluía la retribución a la inversión correspondiente al ejercicio 2022 por un importe de 31 millones de euros afectada por el impacto de la publicación del Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se aprueba la actualización de parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica de fuentes renovables a partir del 1 de enero de 2022, actualizado con la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre. Adicionalmente, en el ejercicio 2022 este epígrafe incluía el registro de un ingreso por importe de 113 millones de euros como consecuencia de la reversión del pasivo por ajustes por desviación del precio de mercado relativo a aquellas Instalaciones Tipo (IT) que, a 31 de diciembre de 2022, habían recuperado su Valor Neto del Activo (VNA) y de aquellas instalaciones que habían dejado de percibir Retribución a la Inversión (Rinv) desde el 1 de enero de 2023 de acuerdo con la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, que actualiza los parámetros retributivos aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica en el semiperiodo 2023-2025 (véase Nota 6).

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2023 han ascendido a 24.904 millones de euros.

9.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Imputación a Resultados de Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión y Otros Pasivos por Contratos con Clientes	17.3	178	171
Imputación a Resultados de Subvenciones		96	72
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales[1]		78	33
Otras Imputaciones a Resultado de Subvenciones[2]		18	39
Indemnizaciones de Terceros		27	5
Otros		88	103
TOTAL		**389**	**351**

[1] Corresponde, principalmente, a las garantías de origen generadas en relación con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables.
[2] En el ejercicio 2023 incluye 16 millones de euros relativos a subvenciones de capital (véase Nota 36) y 2 millones de euros de subvenciones de explotación (15 millones de euros (véase Nota 36) y 24 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2022).

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2023 han ascendido a 194 millones de euros (193 millones de euros en el ejercicio 2022).



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

10. APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS

10.1. Compras de energía

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	2023	2022
Electricidad	4.055	8.933
Materias Energéticas	2.889	3.968
TOTAL	**6.944**	**12.901**

En el ejercicio 2023 las compras de energía de materias energéticas incluyen un gasto por importe de 515 millones de euros reconocido por Endesa Generación, S.A.U. como consecuencia del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) (véanse Notas 16.1 y 51).

10.2. Consumo de combustibles

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	2023	2022
Materias Energéticas		
Carbón	64	95
Combustible Nuclear	100	111
Fuel	1.344	1.529
Gas	1.200	2.614
TOTAL	**2.708**	**4.349**

10.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Tributos y Tasas		1.132	656
Gravamen Temporal Energético	4 y 16	209[1]	–
Tasa por Tratamiento de Residuos Radiactivos		205	218
Tasa de Ocupación de la Vía Pública / Alumbrado		234	310
Tasas e Impuestos Nucleares		115	97
Impuesto Medioambiental Catalán		138	140
Cánones Hidráulicos		38	2
Otros Tributos y Tasas		194	89
Bono Social[2]	4 y 16	248	(2)
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	5.1	925	665
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	5.1	157	109
Costes relativos a Servicios de Valor Añadido		194	217
Compras de otras Materias Energéticas		448	220
Otros		343	276
TOTAL		**3.447**	**2.541**

[1] Incluye el reconocimiento del gasto asociado al gravamen temporal energético introducido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energéticos y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias.

[2] En los ejercicios 2023 y 2022 se incluye el devengo del Bono Social de acuerdo al Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, considerando las aportaciones unitarias para cada agente establecidas en la Orden TED 733/2022, de 22 de julio, por importe de 248 millones de euros y 150 millones de euros, respectivamente. Mediante Sentencia 202/2022, de 21 de febrero de 2022, dictada por el Tribunal Supremo en el Recurso núm. 687/2017, se reconoce el derecho de Endesa, S.A. a ser indemnizada por las cantidades soportadas en concepto de financiación y cofinanciación con las Administraciones Públicas del Bono Social, durante todo el periodo de vigencia del tercer régimen de financiación del Bono Social, descontando aquellas cantidades que, en su caso, hubiesen repercutido a los clientes. Con fecha 28 de julio de 2023, la Secretaría de Estado de Energía notificó a Endesa Resolución por la que se reconoce (i) el derecho a ser indemnizada por las cantidades abonadas en concepto de financiación del Bono Social por importe de 172 millones de euros (incluidos intereses por importe de 19 millones de euros), (ii) el derecho a ser indemnizada, en concepto de gestión del Bono Social, por la cantidad de 6 millones de euros, más intereses por importe de 1 millón de euros; (iii) respecto al coste de financiación del Bono Social asociado a los consumidores suministrados por Endesa Energía, S.A.U. no se reconoce ninguna indemnización. Con fecha 18 de septiembre de 2023, Endesa remitió escrito de alegaciones ante el Tribunal Supremo, junto con los correspondientes informes periciales, al objeto de demostrar que Endesa tampoco ha repercutido el coste de financiación del Bono Social asociado a clientes del segmento libre del mercado de comercialización y que, en consecuencia, tiene derecho a una indemnización íntegra.
Adicionalmente, en el ejercicio 2022 incluía el registro de 18 millones de euros de ingreso relativos a la reversión de los importes devengados y no pagados correspondientes a la Liquidación 12 del ejercicio 2021 finalmente no emitida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en relación con la financiación del Bono Social, como consecuencia de la Sentencia del Tribunal Supremo 202/2022, de 21 de febrero de 2022, dictada en el Recurso 687/2017.

11. INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Ingresos	41.5		
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura		**1.153**	**3.592**
Ingresos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo[1]		1.153	3.592
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**1.936**	**5.773**
Ingresos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		1.936	5.773
Total Ingresos		**3.089**	**9.365**
Gastos	41.5		
Gastos por Derivados Designados de Cobertura		**(2.817)**	**(5.058)**
Gastos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo[1]		(2.817)	(5.058)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**(3.444)**	**(6.524)**
Gastos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		(3.444)	(6.524)
Total Gastos		**(6.261)**	**(11.582)**
TOTAL		**(3.172)**	**(2.217)**

[1] A 31 de diciembre de 2023 incluye 200 millones de euros netos, positivos, de impacto en el Estado del Resultado por ineficacia (293 millones de euros netos, negativos, a 31 de diciembre de 2022).

12. GASTOS DE PERSONAL

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Sueldos y Salarios		719	711
Aportaciones a Planes de Pensiones	8(1)	40	45
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		170	–
Provisiones por Expedientes de Regulación de Empleo	37.2.i	(1)	(2)
Provisiones por Suspensión de Contratos	37.2.ii	171[1]	2
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales		208	199
TOTAL		**1.137**	**955**

[1] Incluye la dotación de una provisión por importe de 165 millones de euros en línea con el compromiso con las mejoras en la eficiencia, dentro del marco de la transformación digital que Endesa lleva realizando durante años, que contempla la salida de un máximo de 201 empleados afectados por la Digitalización de Procesos (véase Nota 37.2).

La información relativa a la plantilla media y final se detalla en la Nota 50.

13. OTROS GASTOS FIJOS DE EXPLOTACIÓN

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	2023	2022
Reparaciones y Conservación	331	307
Primas de Seguros	64	58
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados	93	85
Arrendamientos y Cánones	24	27
Tributos y Tasas	119	110
Gastos de Viajes	14	15
Servicios de Asistencia para Sistemas y Aplicaciones	184	196
Expedientes Sancionadores	19	44
Otros	575	511
TOTAL	**1.423**	**1.353**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

14. OTROS RESULTADOS

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo y Otros:		**–**	**239**
Participación del 51 % y Resultados Reconocidos como Consecuencia de la Pérdida de Control de la Compañía Endesa X Way, S.L.		–	121
Participación del 51 % de la Compañía Endesa X Way, S.L.	12, 28 y 47(1)	–	121
Resultados Reconocidos como Consecuencia de la Pérdida de Control de la Compañía Endesa X Way, S.L.	28	–	117
Otras	12 y 28	–	1
Enajenaciones de Inmovilizado		**17**	**14**
Terrenos Anexos a la Central Térmica de Foix (Barcelona)		6	–
Terreno Ubicado en Alcudia (Islas Baleares)		–	13
Terrenos Ubicados en Granada, Málaga y Teruel del Negocio de Generación y Comercialización		6	–
Otros(1)		5	1
TOTAL		**17**	**253**

(1) Corresponde a plusvalías brutas generadas por la venta de terrenos e inmuebles.



15. AMORTIZACIONES Y PÉRDIDAS POR DETERIORO

15.1. Amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
AMORTIZACIONES	6.2.c	**1.768**	**1.653**
Dotación Amortización Inmovilizado Material	20	1.418	1.334
Dotación Amortización Activo Intangible	21	350	319
PÉRDIDAS POR DETERIORO DE ACTIVOS NO FINANCIEROS		**96**	**63**
Dotación Pérdidas por Deterioro	6.2.c	**116**	**98**
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		95	95
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón[1]	6.2.f.4 y 20.3	1	33
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)[2]	6.2.f.4 y 20.3	90	60
Proyectos de Parques Eólicos y Plantas Fotovoltaicas[3]	20.3	4	2
Otro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		–	–
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible		21	3
Proyectos de Parques Eólicos y Plantas Fotovoltaicas[3]	21.3	21	1
Otro Activo Intangible		–	2
Reversión Pérdidas por Deterioro	6.2.c	**(20)**	**(35)**
Reversión Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		(18)	(35)
Centrales Térmicas Peninsulares de Carbón[1]	6.2.f.4 y 20.3	(7)	(5)
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)[2]	6.2.f.4 y 20.3	–	(24)
Otro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias[4]	20 y 22	(11)	(6)
Reversión Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	21.3	(2)	–
Proyectos de Parques Eólicos y Plantas Fotovoltaicas[3]		(2)	–
TOTAL		**1.864**	**1.716**

[1] Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por importe de 7 millones de euros (30 millones de euros de dotación de pérdidas por deterioro en el ejercicio 2022).
[2] En los ejercicios 2023 y 2022 incluye la dotación por deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 90 millones de euros y 36 millones de euros, respectivamente.
[3] Corresponde a la dotación y reversión de pérdidas por deterioro de varios proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas, titularidad de Enel Green Power España, S.L.U. y filiales del negocio de renovables, como consecuencia, principalmente, de la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa.
[4] Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos situados en Palma de Mallorca por importe de 10 millones de euros (6 millones de euros en el ejercicio 2022).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

15.2. Pérdidas por deterioro de activos financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Dotación Pérdidas por Deterioro	8.2.1, 41.1.3 y 41.5.1	**446**	**381**
Dotación Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		440	381
Dotación Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		6	–
Reversión Pérdidas por Deterioro	8.2.1, 41.1.3 y 41.5.1	**(178)**	**(219)**
Reversión Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		(176)	(218)
Reversión Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		(2)	(1)
TOTAL		**268**	**162**

16. RESULTADO FINANCIERO

16.1. Resultado financiero sin instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Ingresos Financieros		**38**	**236**
Ingresos por Activos Financieros a Coste Amortizado		7	2
Ingresos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados[1]	16.2	1	89
Ingresos por Planes de Reestructuración de Plantilla	10.2.1 y 37.1.2	–	87
Otros Ingresos Financieros[2]		30	58
Gastos Financieros		**(705)**	**(343)**
Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado	41.5.2	(505)	(246)
Gastos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados[1]	16.2	(43)	–
Gastos por Compromisos Post-empleo	37.1	(9)	(7)
Gastos por Planes de Reestructuración de Plantilla	10.2.1 y 37.1.2	(33)	(14)
Gastos por Otras Provisiones	27.3	(54)	(26)
Gastos Financieros Activados	5.10.1 y 5.10.3	14	5
Gastos por Deterioro de otros Activos Financieros	41.1.3 y 41.5.1	4	(6)
Resultado en Venta de Activos Financieros	32.1	(49)	(41)
Otros Gastos Financieros		(30)[3]	(8)
Diferencias de Cambio		**21**	**(23)**
Positivas		83	102
Negativas		(62)	(125)
TOTAL		**(646)**	**(130)**

(1) Corresponde en su totalidad a la valoración a valor razonable de pasivos financieros que son subyacentes de una cobertura de valor razonable (véase Nota 16.2).
(2) En los ejercicios 2023 y 2022 se registran 4 millones de euros y 16 millones de euros, respectivamente, en concepto de intereses de demora como consecuencia del reconocimiento del derecho de Endesa, S.A. a ser indemnizada por las cantidades soportadas en concepto de financiación y cofinanciación con las Administraciones Públicas del Bono Social, durante todo el periodo de vigencia del tercer régimen de financiación del Bono Social, de manera que se reintegren a la parte actora todas las cantidades satisfechas, descontando aquéllas que, en su caso, hubiesen repercutido a los clientes (véase Nota 10.3).
(3) Incluye 15 millones de euros en concepto de intereses de demora como consecuencia del reconocimiento del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) (véanse Notas 10.1 y 51).

Diferencias de cambio netas

En el ejercicio 2023, las diferencias de cambio netas han ascendido a 21 millones de euros, positivas (23 millones de euros, negativas, en el ejercicio 2022).
La variación es debida, fundamentalmente, a la evolución del tipo de cambio euro/dólar estadounidense (EUR/USD) durante el ejercicio 2023 y su impacto tanto sobre los pagos asociados a los contratos formalizados en dólares como sobre la deuda financiera asociada a derechos de uso correspondientes a contratos de fletamento para el transporte de gas natural licuado (GNL).

16.2. Ingresos y gastos financieros por instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Ingresos	41.6		
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura		**88**	**12**
Ingresos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		44	6
Ingresos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable	10.1	44	6
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**–**	**1**
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		–	1
Total Ingresos		**88**	**13**
Gastos	41.6		
Gastos por Derivados Designados de Cobertura		**(34)**	**(99)**
Gastos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		(3)	(8)
Gastos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable	10.1	(31)	(91)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**2**	**1**
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		2	1
Total Gastos		**(32)**	**(98)**
TOTAL		**56**	**(85)**



17. RESULTADO NETO DE SOCIEDADES POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Sociedades Asociadas	26.1	**(8)**	**13**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		2	4
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(6)	1
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		1	3
Endesa X Way, S.L.		(4)	(4)
Boiro Energía, S.A.		–	2
Otras		(1)	7
Negocios Conjuntos	26.1	**18**	**2**
Front Marítim del Besòs, S.L.		(2)	(2)
Nuclenor, S.A.		4	(7)
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		3	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		3	4
Otros		10	5
TOTAL		**10**	**15**

18. IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Impuesto del Ejercicio Corriente		347	703
Impuesto del Ejercicio Diferido	25	(40)	118
Regularizaciones Años Anteriores		–	48
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		(4)	22
TOTAL		**303**	**891**

Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2023 y 2022 la conciliación entre el «*Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas*» y el gasto por «*Impuesto sobre Sociedades*» es el siguiente:

Millones de Euros

	2023					
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas	**762**	**–**	**2.923**	**–**	**3.685**	**–**
Impuesto sobre Sociedades	303	–	975	–	1.278	–
Resultado Contable Antes de Impuestos	**1.065**	**–**	**3.898**	**–**	**4.963**	**–**
Impuesto Teórico	**266**	**25,0**	**975**	**25,0**	**1.241**	**25,0**
Diferencias Permanentes	**87**	**–**	**–**	**–**	**87**	**–**
Limitación en la Exención de Dividendos	18	–	–	–	18	–
Efecto Resultados Netos por el Método de la Participación	(3)	–	(1)	–	(4)	–
Provisiones no Deducibles	–	–	–	–	–	–
Gasto fiscalmente no deducible debido al Gravamen Temporal Energético	52	–	–	–	52	–
Ajustes de Consolidación y Otros	20	–	1	–	21	–
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	**(39)**	**–**	**–**	**–**	**(39)**	**–**
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	**(7)**	**–**	**–**	**–**	**(7)**	**–**
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**307**	**–**	**975**	**–**	**1.282**	**–**

Millones de Euros

	2022					
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas	**2.596**	**–**	**(1.364)**	**–**	**1.232**	**–**
Impuesto sobre Sociedades	891	–	(483)	–	408	–
Resultado Contable Antes de Impuestos	**3.487**	**–**	**(1.847)**	**–**	**1.640**	**–**
Impuesto Teórico	**872**	**25,0**	**(462)**	**25,0**	**410**	**25,0**
Diferencias Permanentes	**11**	**–**	**(21)**	**–**	**(10)**	**–**
Limitación en la Exención de Dividendos	19	–	–	–	19	–
Efecto Resultados Netos por el Método de la Participación	(4)	–	(7)	–	(11)	–
Ajustes de Consolidación y Otros	(4)	–	(14)	–	(18)	–
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	**(39)**	**–**	**–**	**–**	**(39)**	**–**
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	**(23)**	**–**	**–**	**–**	**(23)**	**–**
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**821**	**–**	**(483)**	**–**	**338**	**–**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Conciliación de la cuota líquida

Durante los ejercicios 2023 y 2022 la conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades con la cuota líquida de las Actividades Continuadas es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023 Estado del Resultado	2023 Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	2023 Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		**307**	**975**	**1.282**
Variación del Impuesto Diferido	25.1 y 25.2	40	(975)	(935)
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas		**347**	**–**	**347**

Millones de Euros

	Notas	2022 Estado del Resultado	2022 Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	2022 Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		**821**	**(483)**	**338**
Variación del Impuesto Diferido	25.1 y 25.2	(118)	483	365
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas		**703**	**–**	**703**

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Millones de Euros

	2023 Impuesto Corriente	2023 Variación del Impuesto Diferido (Nota 25)	2023 Total
Imputación al Estado del Resultado, de la cual:	**347**	**(40)**	**307**
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	347	–	347
Impuestos Diferidos	–	(40)	(40)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	–	17	17
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	29	29
Otras Provisiones	–	(6)	(6)
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	(2)	(2)
Bases Imponibles Negativas	–	(66)	(66)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	–	(5)	(5)
Otros	–	(7)	(7)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	**–**	**975**	**975**
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	(2)	(2)
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	977	977
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**347**	**935**	**1.282**

Millones de Euros

			2022
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido (Nota 25)	Total
Imputación al Estado del Resultado, de la cual:	**703**	**118**	**821**
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	703	–	703
Impuestos Diferidos	–	118	118
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	–	(63)	(63)
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	25	25
Otras Provisiones	–	62	62
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	23	23
Bases Imponibles Negativas	–	8	8
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	–	7	7
Otros	–	56	56
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	**–**	**(483)**	**(483)**
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	69	69
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	(552)	(552)
Otros	–	–	–
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**703**	**(365)**	**338**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 las deducciones y bonificaciones en cuota imputadas a resultados han sido las siguientes:

Millones de Euros

	2023	2022
Deducciones por Inversiones en Activos Fijos Nuevos en Canarias	33	23
Deducciones por Donaciones a Entidades sin Ánimo de Lucro	3	3
Deducciones por Contribuciones a Sistemas de Previsión Social Empresarial	1	–
Bonificación por Producción de Bienes Muebles Corporales en Canarias	–	11
Bonificación por Rentas Obtenidos en Ceuta y Melilla	2	2
Total Deducciones y Bonificaciones en Cuota Imputadas a Resultados	**39**	**39**

Reforma Fiscal Internacional: Normas Modelo del Pilar Dos

Endesa ejerce su actividad, principalmente, en España y Portugal, y en menor medida, a través de sucursales, en Alemania, Francia y Países Bajos. A 31 de diciembre de 2023 la *«Legislación del Pilar Dos»* no ha entrado en vigor en ninguno de estos países, en consecuencia, no tiene impacto en Endesa la aplicación de las Modificaciones a la NIC 12 «*Impuesto a las Ganancias*» - Reforma Fiscal Internacional: Normas Modelo del Pilar Dos que introducen una excepción al reconocimiento de los activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos sobre sociedades del Pilar Dos (véase Nota 4).

En España se está tramitando una Ley con objeto de transponer la Directiva (UE) 2022/2523 del Consejo, de 15 de diciembre de 2022, relativa a la garantía de un nivel mínimo global de imposición en la Unión Europea. El Anteproyecto de Ley regula un Impuesto Complementario Nacional Cualificado que entrará en vigor en 2024 y que prevé, con determinados requisitos, su no exigibilidad durante un periodo transitorio siempre que se presente una información país por país admisible. Esta información país por país es presentada por Enel, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo Enel) a la Administración Italiana y permitiría que el Impuesto Complementario Nacional Cualificado fuera cero en caso de que, entre otros requisitos, el tipo impositivo simplificado en España fuera superior al 15 % o cuando los resultados antes del impuesto que grave los beneficios empresariales, extraídos de esta información, sean menores o iguales al importe que corresponda a la exclusión de rentas vinculada a la sustancia económica. En este sentido, a efectos meramente informativos, se cumplirían requisitos suficientes para que el Impuesto Complementario Nacional Cualificado fuera cero.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

19. BENEFICIO BÁSICO Y DILUIDO POR ACCIÓN

En 2023 y 2022 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido (véase Nota 3.2q) es el siguiente:

Número de Acciones

	Notas	2023	2022
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	15.1.1	1.058.752.117	1.058.752.117
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de Endesa, S.A.	15.1.6	234.679	254.610
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación		**1.058.471.772**	**1.058.566.751**

El beneficio básico y diluido por acción correspondiente a los ejercicios 2023 y 2022 es el siguiente:

Millones de Euros

	Beneficio por Acción Básico y Diluido	
	2023	2022
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuadas	762	2.596
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	–	–
Resultado del Periodo	**762**	**2.596**
Sociedad Dominante	742	2.541
Participaciones no Dominantes	20	55
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	**1.058.471.772**	**1.058.566.751**
Beneficio Neto por Acción Básico (en Euros)	**0,70**	**2,40**
Beneficio Neto por Acción Diluido (en Euros)	**0,70**	**2,40**
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Continuadas (en Euros)	0,70	2,40
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Continuadas (en Euros)	0,70	2,40
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Interrumpidas (en Euros)	–	–
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Interrumpidas (en Euros)	–	–

20. INMOVILIZADO MATERIAL

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales Hidroeléctricas	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales Carbón / Fuel
Coste	331	1.403	3.465	9.431
Amortización Acumulada	(35)	(414)	(2.627)	(6.880)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(35)	(2)	(2.140)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**279**	**954**	**836**	**402**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	–	–	–	–
Inversiones[Nota 20.1]	129	17	–	3
Dotaciones	(14)	(54)	(44)	(115)
Amortización[Nota 20.1]	(14)	(55)	(44)	(64)
Pérdidas por Deterioro[Nota 20.1]	–	1	–	(51)
Bajas	(21)[3]	(3)	–	–
Traspasos y otros[2]	4	188	42	33
Total Variaciones	**98**	**148**	**(2)**	**(79)**
Coste	443	1.603	3.506	9.466
Amortización Acumulada	(49)[4]	(461)	(2.670)	(6.952)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(2.191)
Saldo a 31 de diciembre de 2023[5]	**377**	**1.102**	**834**	**323**

[1] Corresponden a Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones.
[2] Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones por importe de 70 millones de euros, negativos, (véase Nota 37.3) y el traspaso desde el «*Activo Intangible*» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones por importe de 14 millones de euros, positivos (véase Nota 23).
[3] Incluye la renegociación de las cuotas de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentras ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.
[4] Incluye la amortización del activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.
[5] Incluye activos por derechos de uso por importe de 810 millones de euros (véase Nota 21).

Instalaciones de Generación Eléctrica				Instalaciones de Transporte y Distribución[20]	Otro Inmovilizado	Inmovilizado en Curso	TOTAL
Centrales Nucleares	Centrales de Ciclo Combinado	Renovables	Total				
10.570	4.166	2.791	30.423	23.752	839	1.294	58.042
(8.197)	(1.782)	(420)	(19.915)	(11.828)	(532)	–	(32.724)
–	(679)	(9)	(2.830)	–	(45)	(53)	(2.980)
2.373	**1.705**	**2.362**	**7.678**	**11.924**	**262**	**1.241**	**22.338**
–	–	–	–	–	–	–	–
43	2	23	71	20	7	1.824	2.068
(290)	(138)	(131)	(718)	(664)	(57)	2	(1.505)
(290)	(99)	(131)	(628)	(664)	(57)	–	(1.418)
–	(39)	–	(90)	–	–	2	(87)
–	–	–	–	–	–	–	(24)
116	(5)	326	512	763	36	(1.541)	(38)
(131)	**(141)**	**218**	**(135)**	**119**	**(14)**	**285**	**501**
10.712	4.162	3.131	30.977	24.475	882	1.561	59.941
(8.470)	(1.880)	(543)	(20.515)	(12.432)	(588)	–	(34.045)
–	(718)	(6)	(2.919)	–	(46)	(35)	(3.057)
2.242	**1.564**	**2.580**	**7.543**	**12.043**	**248**	**1.526**	**22.839**

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales Hidroeléctricas	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales Carbón / Fuel
Coste	349	1.176	3.421	9.336
Amortización Acumulada	(25)	(377)	(2.589)	(6.834)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(35)	(2)	(2.108)
Saldo a 31 de diciembre de 2021	**307**	**764**	**830**	**394**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	–	–	–	–
Inversiones[Nota 37.3]	19	4	–	2
Dotaciones	(10)	(43)	(39)	(91)
Amortización[Nota 6.2]	(10)	(43)	(39)	(59)
Pérdidas por Deterioro[Nota 37.3]	–	–	–	(32)
Bajas	(1)	(4)	–	–
Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	–	–	–	–
Traspasos y otros[2]	(36)	233	45	97
Total Variaciones	**(28)**	**190**	**6**	**8**
Coste	331	1.403	3.465	9.431
Amortización Acumulada	(35)[3]	(414)	(2.627)	(6.889)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(35)	(2)	(2.140)
Saldo a 31 de diciembre de 2022[4]	**279**	**954**	**836**	**402**

[1] Corresponden a Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones.
[2] Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones por importe de 293 millones de euros (véase Nota 37.3), negativos, el traspaso desde el «*Activo Intangible*» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones por importe de 52 millones de euros, positivos (véase Nota 23) y la actualización financiera de los pagos previstos de los derechos de uso por importe de 47 millones de euros, negativos (véase Nota 21).
[3] Incluye la amortización del activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.
[4] Incluye activos por derechos de uso por importe de 782 millones de euros (véase Nota 21).



Instalaciones de Generación Eléctrica				Instalaciones de Transporte y Distribución[2]	Otro Inmovilizado	Inmovilizado en Curso	TOTAL
Centrales Nucleares	Centrales de Ciclo Combinado	Renovables	Total				
10.529	4.229	2.288	29.803	23.044	819	1.309	56.500
(7.925)	(1.682)	(316)	(19.346)	(11.268)	(474)	–	(31.490)
–	(673)	(7)	(2.790)	–	(45)	(26)	(2.913)
2.604	**1.874**	**1.965**	**7.667**	**11.776**	**300**	**1.283**	**22.097**
–	–	–	–	–	–	–	–
33	2	17	54	23	3	1.799	1.902
(285)	(108)	(114)	(637)	(623)	(61)	(27)	(1.401)
(285)	(102)	(112)	(597)	(623)	(61)	–	(1.334)
–	(6)	(2)	(40)	–	–	(27)	(67)
–	–	–	–	–	–	(2)	(7)
–	–	–	–	–	–	–	–
21	(63)	494	594	748	20	(1.812)	(253)
(231)	**(169)**	**397**	**11**	**148**	**(38)**	**(42)**	**241**
10.570	4.166	2.791	30.423	23.752	839	1.294	58.042
(8.197)	(1.782)	(420)	(19.915)	(11.828)	(532)	–	(32.724)
–	(679)	(9)	(2.830)	–	(45)	(53)	(2.980)
2.373	**1.705**	**2.362**	**7.678**	**11.924**	**262**	**1.241**	**22.338**



20.1. Principales inversiones y desinversiones

20.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Millones de Euros

	Inversiones Materiales		
Actividad | Segmento	**2023**	**2022**	
Generación y Comercialización	**1.192**	**1.072**	
Generación Convencional	289	253	• Incluye, fundamentalmente, inversiones en instalaciones de generación de diversas tecnologías, principalmente nuclear.
Generación Renovable	859	785	• En línea con los sucesivos Planes Estratégicos que se han ido aprobando por Endesa el crecimiento del parque de generación libre de emisiones es una de las líneas de actuación estratégicas de la Compañía. De acuerdo con lo anterior Endesa ha realizado inversiones en la construcción de instalaciones de generación de electricidad procedente de fuentes renovables por importe de 693 millones de euros (749 millones de euros en el ejercicio 2022) (véanse Notas 5.1 y 8). • Las inversiones en esta actividad incluyen el reconocimiento de un activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable, por importe de 129 millones de euros.
Comercialización de Energía y otros Productos y Servicios	44	34	• Corresponden, principalmente, a las inversiones en puntos de recarga de la actividad de e-Mobility de acuerdo con el objetivo estratégico de fidelización del cliente a través de una oferta completa de servicios de valor añadido.
Distribución	**859**	**819**	• Corresponden, fundamentalmente, a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma con el fin de mejorar la eficiencia, adaptar la red a las nuevas necesidades de los clientes y reforzar la calidad del servicio y resiliencia de la propia red de acuerdo con la estrategia de Endesa.
Estructura y Otros[1]	**17**	**11**	
TOTAL	**2.068**	**1.902**	

[1] Estructura, Servicios y Ajustes.

A 31 de diciembre de 2023, las fechas de puesta en marcha de los proyectos previstos en el plan de inversiones no han sufrido modificaciones significativas.

20.1.2. Principales desinversiones

Durante el ejercicio 2023 se han registrado bajas por derechos de uso por importe de 20 millones de euros como consecuencia, entre otros aspectos, de la renegociación de las cuotas de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos conde se encuentras ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

Durante el ejercicio 2022 no se produjeron bajas por importe significativo de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

20.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Millones de Euros

	Compromisos de Adquisición		
Actividad I Segmento	**31 de diciembre de 2023[1]**	**31 de diciembre de 2022[2]**	
Generación y Comercialización	633	715	· En línea con el objetivo de Endesa de liderar la Transición Energética y su compromiso de ampliar su parque generador libre de emisiones, a 31 de diciembre de 2023 la Compañía tiene comprometidos 424 millones de euros (499 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) para inversiones materiales en tecnologías renovables (véase Nota 5.1)
Distribución	526	384	· Corresponde a los compromisos de inversiones en redes para mejorar la calidad, las pérdidas, la resiliencia y permitir la integración de nuevas solicitudes de conexión en línea con el enfoque estratégico de Endesa.
Estructura y Otros[3]	1	1	
TOTAL	**1.160**	**1.100**	

[1] Incluye 80 millones de euros y 5 millones de euros con Sociedadesa Asociadas y Empresas del Grupo, respectivamente (véase Nota 47.1.2). No hay ningún importe comprometido con Negocios Conjuntos.
[2] Ninguno de estos importes está comprometido con Empresas del Grupo ni corresponden a Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos.
[3] Estructura, Servicios y Ajustes.

20.3. Test de deterioro

Durante los ejercicios 2023 y 2022 se ha registrado una dotación por deterioro neta por importe de 87 millones de euros y 66 millones de euros, respectivamente, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)		(7)	30
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)		90	36
Baleares		52	(24)
Canarias		20	38
Ceuta		13	22
Melilla		5	–
Activos Renovables y Otros		4	–
TOTAL	3.3.1.4, 6.2 y 15	**87**	**66**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023[1][2]	31 de diciembre de 2022[2]
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)	18	2
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	701	1.954
Baleares	286	987
Canarias	391	924
Ceuta	9	23
Melilla	15	20

[1] Corresponde al valor recuperable después de impuestos.
[2] El valor recuperable del 2023 ha descendido respecto al 2022, principalmente, por la reducción del derecho de cobro relativo a las Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Durante los ejercicios 2023 y 2022 los hechos acontecidos que han motivado las principales dotaciones por deterioro han sido los siguientes:

- Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.
  A 31 de diciembre de 2023 y 2022 al objeto de adecuar el valor neto contable de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla con su valor recuperable se ha registrado un deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 90 millones de euros y 36 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 3.2f.4 y 15.1).
  La dotación por deterioro registrada en los ejercicios 2023 y 2022 es consecuencia, principalmente, de la variación en la tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de estos activos en línea con las subidas de tipo de interés del Banco Central Europeo durante ambos ejercicios. Adicionalmente, en el ejercicio 2022, en la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Baleares se registró una reversión de pérdidas por deterioro debido a la mejora en los flujos de la variación de circulante que compensaron el efecto negativo de la subida de la tasa de descuento.
- Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).
  A 31 de diciembre de 2023 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 7 millones de euros como consecuencia de la solicitud de prórroga de la citada concesión que, como, máximo, podría llegar hasta el año 2057 (véanse Notas 3.2f.4 y 15.1).
  A 31 de diciembre de 2022 se registró una dotación por deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 30 millones de euros, considerando como horizonte temporal el plazo de concesión del Terminal hasta 2032.

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2f.



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

20.4. Otra información

Comunidades de bienes

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Millones de Euros

	Comunidades de Bienes		
	% Participación	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72,00	778	785
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85,00	620	594
Central Nuclear Almaraz, C.B.	36,02	271	293
Saltos del Navia, C.B.	50,00	13	13
Central Nuclear Trillo, C.B.	1,00	11	10

Medioambiente

En los ejercicios 2023 y 2022 las inversiones y los gastos de Endesa en actividades para la protección del medioambiente han sido los siguientes:

Millones de Euros

	2023	2022
Inversión Bruta Anual	30	29
Inversión Bruta Acumulada a Cierre del Ejercicio	1.997	1.967
Gasto Anual	104	99
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	30	24
Otros Gastos	74	75

Seguros

Endesa y las sociedades filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, incluyendo en la citada cobertura todas las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, en determinados activos está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2023 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 20 millones de euros (23 millones de euros en el ejercicio 2022).

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Endesa tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 1.200 millones de euros. Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios incluyendo los producidos a las existencias de combustible, así como los originados por avería de maquinaria con un límite de cobertura de 1.500 millones de dólares estadounidenses (USD) para cada central.

Con fecha 28 de mayo de 2011 se publicó la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que, además de ampliar el concepto de daño nuclear, eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros, permitiendo a éste garantizar tal responsabilidad por varios medios. Esta Norma ha entrado en vigor el 1 de enero de 2022, tras la ratificación conjunta por parte de los Estados Miembros de los Protocolos de 12 de febrero de 2004, por los que se modifican el Convenio de París de Responsabilidad Civil por daños Nucleares y el Convenio de Bruselas complementario del anterior. La cobertura de responsabilidad civil nuclear contratada por Endesa dispone del límite de 1.200 millones de euros exigido desde el 1 de enero de 2022.

Durante el ejercicio 2023, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el valor neto contable de las centrales térmicas sobre las que Endesa ha solicitado ante las autoridades competentes, la autorización para el cierre y la provisión por el desmantelamiento de las mismas registrada en el epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros

			31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
Central Térmica	Fecha de Solicitud	Fecha de Acta de Cierre	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 37.3)	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 37.3)
As Pontes (A Coruña)	27 de diciembre de 2019	1 de diciembre de 2023	–	119	–	119
Litoral (Almería)	27 de diciembre de 2019	26 de noviembre de 2021	–	66	–	77
Compostilla II (León) - Grupos III, IV y V	19 de diciembre de 2018	23 de septiembre de 2020	–	59	–	64
Teruel (Teruel)	19 de diciembre de 2018	21 de julio de 2020	–	28	–	47
Alcudia (Islas Baleares) - Grupos I y II	27 de diciembre de 2018	30 de diciembre de 2019	–	30	–	32
TOTAL			**–**	**302**	**–**	**339**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Construcciones	190	194
Resto de Elementos	302	286
TOTAL(*)	**492**	**480**

(*) No incluye 5.118 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 2022 correspondientes a las centrales térmicas cuyo cierre ha sido autorizado.

A 31 de diciembre de 2023 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 39 millones de euros (70 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véanse Notas 35.1.13, 41.4.3 y 48).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

21. DERECHOS DE USO

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de los activos por derechos de uso, incluidos en el epígrafe «*Inmovilizado Material*» del Estado de Situación Financiera Consolidado y su movimiento durante los ejercicios 2023 y 2022 han sido los siguientes:

Millones de Euros

Activos por Derechos de Uso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales de Ciclo Combinado	Otro Inmovilizado	TOTAL
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**
Adiciones	129	16	–	2	147
Bajas	(20)	–	–	–	(20)
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(14)	(18)	(28)	(37)	(97)
Traspasos y otros	(2)	–	–	–	(2)
Saldo a 31 de diciembre de 2023[b]	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**

[b] Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (716 millones de euros), Distribución (25 millones de euros) y Estructura y Servicios (69 millones de euros) (véase Nota 8.2.2).

Millones de Euros

Activos por Derechos de Uso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales de Ciclo Combinado	Otro Inmovilizado	TOTAL
Saldo a 31 de diciembre de 2021	**243**	**110**	**336**	**211**	**900**
Adiciones	19	2	–	2	23
Bajas	–	–	–	–	–
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(10)	(14)	(28)	(42)	(94)
Traspasos y otros[a]	(45)	(1)	(3)	2	(47)
Saldo a 31 de diciembre de 2022[b]	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**

[a] Corresponde a la actualización financiera de los pagos previstos de los derechos de uso.
[b] Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (683 millones de euros), Distribución (25 millones de euros) y Estructura y Servicios (74 millones de euros) (véase Nota 8.2.2).

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el efecto de los activos por derechos de uso en el Estado del Resultado Consolidado es como sigue:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Dotación Amortización Activos por Derechos de Uso		97	94
Gastos por Intereses de Deuda Financiera Asociada a Derechos de Uso		37	47
Gasto Financiero	[illegible]	42	34
Diferencias de Cambio		(5)	13
Gastos por Arrendamientos de Corto Plazo y/o Activos de Bajo Valor[c]		–	–
Gastos por Pagos Variables en Arrendamientos		2	6
Efecto Total en el Estado del Resultado Consolidado		**136**	**147**

[c] Arrendamientos cuyo plazo finaliza dentro de los 12 meses siguientes de la fecha de primera aplicación y/o cuyo valor del activo subyacente es inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD).

21.1. Derechos de uso como arrendatario

A 31 de diciembre de 2023 los contratos de arrendamiento más significativos en los que Endesa actúa como arrendatario son los siguientes:

Contratos	Compañía	Duración	Descripción
Contrato de «tolling» con Elecgas, S.A. (Sociedad Participada en un 50 % por la propia Endesa Generación, S.A.U.)	Endesa Generación, S.A.U.	Durante 25 años, de los que restan 12 años	Puesta a disposición de Endesa Generación, S.A.U. de la totalidad de la capacidad de producción de la planta y compromiso de transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico.
Contratos de Arrendamiento correspondientes a Edificios de Oficinas	Edistribución Redes Digitales, S.L.U.	Aproximadamente 4 años	Arrendamiento de edificios de oficinas, situados en su mayor parte en Barcelona, Lleida y Zaragoza.
Contrato de Arrendamiento de la Sede Social de Endesa, ubicada en Ribera del Loira (Madrid)	Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.	Hasta el año 2030	Arrendamiento de la sede social (Madrid).
Contratos de Arrendamiento correspondientes a los Terrenos donde se Encuentran Ubicadas Determinadas Instalaciones de Generación Renovable	Compañías de Renovables	Vencimientos comprendidos entre 2024-2080	Contratos a largo plazo, que pueden contener cláusulas de renovación automática, cuya contraprestación se fija mediante la combinación de un importe en función de la capacidad instalada (MW) y, en algunos casos, de la producción (GWh).
Contratos de Fletamento para el Transporte de Gas Natural Licuado (GNL)	Endesa Energía, S.A.U.	7 años	Contratos de fletamento de buques metaneros destinados al transporte de gas natural licuado (GNL).
Contratos de Arrendamiento de Equipos Técnicos	Compañías de Renovables, Servicios y Generación Térmica	Vencimientos comprendidos entre 2024-2025	Contratos para la cobertura de servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas.
Contratos de Arrendamiento de Vehículos	Compañías de Renovables, Servicios y Comercialización	Vencimientos plurianuales con un máximo de 4 años	Flota de vehículos.

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

21.2. Derechos de uso como arrendador

Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

Arrendamiento operativo

A 31 de diciembre de 2023 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que Endesa actúa como arrendador son los que tiene formalizados Endesa X Servicios, S.L.U. relativos a contratos con terceros correspondientes, fundamentalmente, a productos y servicios de valor añadido.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los cobros futuros derivados de los contratos de arrendamiento operativo son los siguientes:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Menos de un Año	2	2
Entre Uno y Dos Años	2	2
Entre Dos y Tres Años	2	1
Entre Tres y Cuatro Años	2	1
Entre Cuatro y Cinco Años	1	5
Más de Cinco Años	4	4
TOTAL	**13**	**15**

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2023 ha ascendido a 6 millones de euros (5 millones de euros en el ejercicio 2022) (véase Nota 9.1).

22. INVERSIONES INMOBILIARIAS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	–	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(83)	(1)	(84)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**57**	**2**	**59**
Inversiones	–	–	–
(Dotación) / Reversión Pérdidas por Deterioro[Nota (1)]	10[(1)]	–	10
Bajas por Ventas	–	–	–
Otros	–	–	–
Total Variaciones	**10**	**–**	**10**
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	–	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(73)	(1)	(74)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**67**	**2**	**69**

(1) Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos situados en Palma de Mallorca como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros.

Millones de Euros

	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	142	24	166
Amortización Acumulada	—	(20)	(20)
Pérdidas por Deterioro	(89)	(2)	(91)
Saldo a 31 de diciembre de 2021	**53**	**2**	**55**
Inversiones	—	—	—
(Dotación) / Reversión Pérdidas por Deterioro[Nota 15]	6	—	6[1]
Bajas por Ventas	(2)	—	(2)[2]
Otros	—	—	—
Total Variaciones	**4**	**—**	**4**
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	—	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(83)	(1)	(84)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**57**	**2**	**59**

[1] Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos situados en Palma de Mallorca como consecuencia de las tasaciones realizadas por tercero.
[2] Corresponde a la venta de un inmueble situado en Sevilla habiéndose generado una plusvalía de 2 millones de euros (véase Nota 14).

22.1. Otra información

Seguros

Endesa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Durante el ejercicio 2023, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2023 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 72 millones de euros (59 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véanse Notas 3.2c y 45.2).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 ninguna de las inversiones inmobiliarias se encontraba totalmente amortizada ni existían restricciones para su realización.

Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2023 y 2022 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora por importe significativo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

23. ACTIVO INTANGIBLE

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	2.167	65	715	1.034	3.981
Amortización Acumulada	(1.618)	(31)	(373)	(315)	(2.337)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(4)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**549**	**30**	**342**	**715**	**1.636**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades[Nota 1.b]	–	–	–	(2)	(2)
Inversiones[Nota 23.b]	132	–	204	59	395
Dotaciones	(152)	(2)	(150)	(65)	(369)
Amortización[Nota 23.b]	(152)	(2)	(150)	(46)	(350)
Pérdidas por Deterioro[Nota 5.b]	–	–	–	(19)	(19)
Bajas	–	–	–	–	–
Traspasos y otros[1]	–	–	–	(14)	(14)
Total Variaciones	**(20)**	**(2)**	**54**	**(22)**	**10**
Coste	2.298	65	918	1.084	4.365
Amortización Acumulada	(1.769)	(33)	(522)	(389)	(2.713)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(2)	(6)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**529**	**28**	**396**	**693[2]**	**1.646**

[1] Corresponde al traspaso al «Inmovilizado Material» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones (véase Nota 20).
[2] Incluye, principalmente, las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas y las carteras de clientes adquiridas por importe de 668 millones de euros y 12 millones de euros, respectivamente.

Millones de Euros

	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	1.991	65	495	1.023	3.574
Amortización Acumulada	(1.468)	(30)	(254)	(275)	(2.027)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(1)	(5)
Saldo a 31 de diciembre de 2021	**523**	**31**	**241**	**747**	**1.542**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	–	–	–	–	–
Inversiones[Nota 7.b y 23.b]	176	–	220	72	468
Dotaciones	(150)	(1)	(119)	(52)	(322)
Amortización[Nota 23.b]	(150)	(1)	(119)	(49)	(319)
Pérdidas por Deterioro[Nota 5.b]	–	–	–	(3)	(3)
Bajas	–	–	–	–	–
Traspasos y otros[1]	–	–	–	(52)	(52)
Total Variaciones	**26**	**(1)**	**101**	**(32)**	**94**
Coste	2.167	65	715	1.034	3.981
Amortización Acumulada	(1.618)	(31)	(373)	(315)	(2.337)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(4)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**549**	**30**	**342**	**715[2]**	**1.636**

[1] Corresponde al traspaso al «Inmovilizado Material» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones (véase Nota 20).
[2] Incluye, principalmente, las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas y las carteras de clientes adquiridas por importe de 633 millones de euros y 14 millones de euros, respectivamente.

23.1. Principales inversiones y desinversiones

23.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Millones de Euros

	Inversiones Intangibles		
Actividad | Segmento	**2023**	**2022**	
Generación y Comercialización	**352**	**379**	
Generación Convencional	18	19	• Incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
Generación Renovable	64	71	• Incluye principalmente inversiones orientadas a alcanzar los objetivos estratégicos de descarbonización en sistemas e instalaciones de producción de electricidad de fuentes renovables.
Comercialización de Energía y otros Productos y Servicios	270	289	• Corresponden, principalmente, a activación de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes de electricidad, gas y actividades «e-Home» y «e-Industries» por importe total de 204 millones de euros (220 millones de euros en el ejercicio 2022) de acuerdo con el objetivo estratégico de electrificación de la demanda final y el desarrollo de servicios de valor añadido. • Además, incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización y el objetivo estratégico de electrificación de la demanda.
Distribución	**33**	**72**	• Corresponde a inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización y el objetivo estratégico de redes más eficientes e incluye, entre otros, la inversión relativa a la licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky con Enel Global Infrastructure and Networks, S.r.l. (EGIN) por importe de 4 millones de euros y 40 millones de euros, respectivamente (véase Nota 47.1.2).
Estructura y Otros[a]	**10**	**17**	• Incluye, principalmente, inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
TOTAL	**395**	**468**	

[a] Estructura, Servicios y Ajustes.



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

23.1.2. Principales desinversiones

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han producido bajas por importe significativo en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

23.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los compromisos de adquisición de activos intangibles, que corresponden, fundamentalmente, a aplicaciones informáticas, es el siguiente:

Millones de Euros

	Compromisos de Adquisición [a]		
Actividad I Segmento	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	
Generación y Comercialización	90	97	• Incluye, en ambos periodos, los compromisos adquiridos con el vendedor de la Compañía Shark Power, S.L.U. relativos a determinadas estipulaciones pendientes de ejecución por su parte por importe de 85 millones de euros.
Distribución	25	93	• Incluye el compromiso adquirido con Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l (EGIN) relativo a la Licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky por importe de 22 millones de euros (93 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).
Estructura y Otros[b]	–	6	
TOTAL	115	196	

[a] A 31 de diciembre de 2023 y 2022 están comprometidos con Empresas del Grupo 25 millones de euros y 93 millones de euros, respectivamente (véase Nota 47.1.2). Ninguno de estos importes está comprometido con Sociedades Asociadas ó Negocios Conjuntos.
[b] Estructura, Servicios y Ajustes.

23.3. Otra información

Test de deterioro

En el ejercicio 2023 se ha registrado una dotación de pérdidas por deterioro por importe de 19 millones de euros (véase Nota 15.1) que corresponde a varios proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas, titularidad de Enel Green Power España, S.L.U. y filiales del negocio de renovables, como consecuencia, principalmente, de la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa.
En el ejercicio 2022 no se registraron pérdidas por deterioro significativas en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.
La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2f.

Otra información

A 31 de diciembre de 2023 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 245 millones de euros (225 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

24. FONDO DE COMERCIO

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Unidad Generadora de Efectivo (UGE)	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Enel Green Power España, S.L.U.	6.2	Generación de la Península Ibérica	296	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	6.2	Distribución	2	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	6.2	Distribución	21	21
Actividad de Sistemas y Telecomunicaciones (CT)	6.2	Generación de la Península Ibérica	65	65
		Distribución	74	74
		Endesa, S.A.	4	4
TOTAL			**462**	**462**

La totalidad de estos fondos de comercio corresponde al área geográfica de España.

24.1. Otra información

Test de deterioro

A 31 de diciembre de 2023 Endesa ha evaluado la recuperabilidad de estos fondos de comercio, para lo cual ha realizado un test de deterioro sobre las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que dichos activos han sido asignados, no poniéndose de manifiesto ninguna pérdida por deterioro.

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2f.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

25. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO

25.1. Activos y pasivos por impuesto diferido

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el origen y movimiento de los impuestos diferidos de activo y pasivo registrados en ambos ejercicios, así como los activos y pasivos por impuesto diferido registrados que no resultan compensables, es el siguiente:

Millones de Euros

	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido				
	Saldo a 31 de diciembre de 2022[1]	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 18)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 13)	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Activos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	414	(52)	–	(1)	361
Provisiones para Prestaciones al Personal	241	(29)	2	3	217
Otras Provisiones	340	6	–	(4)	342
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	1.466	1	(1.052)	(1)	414
Bases Imponibles Negativas	6	66	–	–	72
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	16	5	–	–	21
Otros	177	2	–	2	181
TOTAL	**2.660**	**(1)**	**(1.050)**	**(1)**	**1.608**
Pasivos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	666	(35)	–	(1)	630
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	383	(1)	(75)	(1)	306
Otros	376	(5)	–	1	372
TOTAL	**1.425**	**(41)**	**(75)**	**(1)**	**1.308**
Activos por Impuestos Diferidos No Compensables	**1.494**				**547**
Pasivos por Impuestos Diferidos No Compensables	**259**				**247**
Impuestos Diferidos Compensables	**1.166**				**1.061**

[1] Véase Nota 4

Millones de Euros

	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido				
	Saldo a 31 de diciembre de 2021[1]	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 18)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 18)	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2022 [1]
Activos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	405	12	–	(3)	414
Provisiones para Prestaciones al Personal	296	(25)	(69)	39	241
Otras Provisiones	441	(62)	–	(39)	340
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	1.115	(23)	374	–	1.466
Bases Imponibles Negativas	14	(8)	–	–	6
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	23	(7)	–	–	16
Otros	197	(24)	–	4	177
TOTAL	**2.491**	**(137)**	**305**	**1**	**2.660**
Pasivos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	717	(51)	–	–	666
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	561	–	(178)	–	383
Otros	339	33	–	4	376
TOTAL	**1.617**	**(18)**	**(178)**	**4**	**1.425**
Activos por Impuestos Diferidos No Compensables					**1.494**
Pasivos por Impuestos Diferidos No Compensables					**259**
Impuestos Diferidos Compensables					**1.166**

[1] Véase Nota 4.

La recuperación de los saldos de activos por impuesto diferido depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las previsiones de beneficios futuros de las distintas sociedades de Endesa cubren los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 existen activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer por importe de 10 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2023 existen activos por impuesto diferido correspondientes a bases imponibles negativas susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 72 millones de euros (6 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los activos por impuesto diferido correspondientes a las deducciones de cuota pendientes de aplicar con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

Año	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
2032	3	3
2033	3	–
2034	–	–
2035	–	–
2036	–	–
2037	–	–
2038	2	–
Sin Límite	13	13
TOTAL	**21**	**16**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, no existen pasivos por impuesto diferido no registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado asociados a inversiones en dependientes, asociadas y entidades bajo control conjunto en las que Endesa pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

25.2. Otra información

Realización de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la estimación de realización de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022[1]
Activos por Impuesto Diferido	1.608	2.660
Realizable en Un Año	448	1.245
Realizable a Más de Un Año	1.160	1.415
Pasivos por Impuesto Diferido	1.308	1.425
Realizable en Un Año	224	245
Realizable a Más de Un Año	1.084	1.180

[1] Véase Nota 4

26. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES DE OPERACIÓN CONJUNTA

26.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Sociedades Asociadas	188	181
Negocios Conjuntos	85	93
TOTAL	**273**	**274**

La relación completa de las sociedades participadas en las que Endesa ejerce una influencia significativa se incluye en el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos. A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de las sociedades asociadas o negocios conjuntos para transferir fondos a Endesa en forma de dividendos en efectivo, o reembolsar préstamos o anticipos realizados por Endesa (véase Nota 35.1.13).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.
A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2023 y 2022 se detallan en la Notas 28.1, 30, 41.1.1 y 47.2.

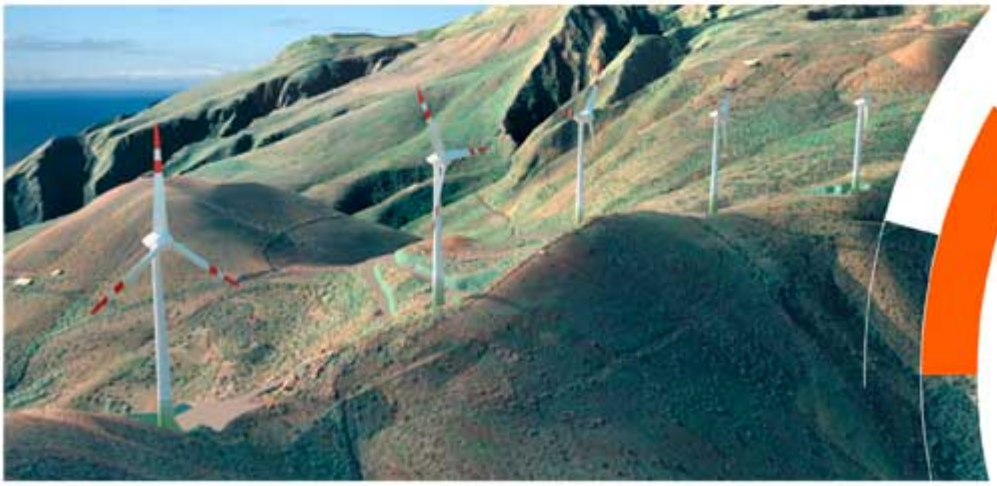
EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Porcentaje %[a]	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Incorporación / (Reducción) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación (Nota 31)	Dividendos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Sociedades Asociadas		**181**	**–**	**18**	**–**	**(8)**	**(6)**	**3**	**188**
Elcogas, S.A. (En Liquidación)	41,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50,0	7	–	–	–	2	(2)	(1)	6
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23,2	13	–	–	–	(6)	–	–	7
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37,5	7	–	–	–	1	(1)	–	7
Cogenio Iberia, S.L.	20,0	5	–	–	–	–	–	1	6
Endesa X Way, S.L.	49,0	124	–	2	–	(4)	–	–	122
Otras		25	–	16	–	(1)	(3)	3	40
Negocios Conjuntos		**93**	**–**	**10**	**(5)**	**18**	**(19)**	**(12)**	**85**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43,7	5	–	–	–	–	–	–	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61,4	31	–	–	–	(2)	–	1	30
Nuclenor, S.A.	50,0	–	–	7	–	4	–	(11)	–
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32,0	11	–	–	(5)	3	(2)	1	8
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33,5	9	–	–	–	3	(3)	(1)	8
Otros		37	–	3	–	10	(14)	(2)	34
TOTAL		**274**	**–**	**28**	**(5)**	**10**	**(25)**	**(9)**	**273**

[a] Porcentaje a 31 de diciembre de 2023.



Millones de Euros

	Porcentaje %[1]	Saldo a 31 de diciembre de 2021	Incorporación / (Reducción) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación Nota 15	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2022
Sociedades Asociadas		**80**	**106**	**17**	**(3)**	**13**	**(8)**	**–**	**3**	**(27)**	**181**
Tecnatom, S.A.	45,0	27	–	–	–	–	–	–	–	(27)	–
Elcogas, S.A. (En Liquidación)	41,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50,0	4	–	–	–	4	(2)	–	1	–	7
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23,2	13	–	–	–	1	(1)	–	–	–	13
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37,5	8	–	–	–	3	(3)	–	(1)	–	7
Cogenio Iberia, S.L.	20,0	5	–	–	–	–	–	–	–	–	5
Endesa X Way, S.L.	49,0	–	118	10	–	(4)	–	–	–	–	124
Boiro Energía, S.A.	40,0	7	(9)	–	–	2	–	–	–	–	–
Otras		16	(3)	7	(3)	7	(2)	–	3	–	25
Negocios Conjuntos		**100**	**–**	**16**	**(6)**	**2**	**(33)**	**(1)**	**15**	**–**	**93**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43,7	12	–	–	–	–	(7)	–	–	–	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61,4	33	–	–	–	(2)	–	–	–	–	31
Nuclenor, S.A.	50,0	–	–	14	–	(7)	–	–	(7)	–	–
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32,0	18	–	–	(6)	2	(2)	(1)	–	–	11
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33,5	10	–	–	–	4	(5)	–	–	–	9
Otros		27	–	2	–	5	(19)	–	22	–	37
TOTAL		**180**	**106**	**33**	**(9)**	**15**	**(41)**	**(1)**	**18**	**(27)**	**274**

[1] Porcentaje a 31 de diciembre de 2022.

Sociedades Asociadas

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información de los Estados Financieros de las principales Sociedades Asociadas que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera											
	Elcogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Corona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activo no Corriente	–	–	13	16	65	68	14	16	39	35	33	33
Activo Corriente	15	16	3	2	20	17	7	7	24	23	63	54
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	15	1	–	18	17	4	5	18	17	1	3
Otros Activos Corrientes	1	1	2	2	2	–	3	2	6	6	62	51
Total Activo	**15**	**16**	**16**	**18**	**85**	**85**	**21**	**23**	**63**	**58**	**96**	**87**
Patrimonio Neto	(114)	(114)	12	14	55	55	18	20	30	28	42	44
Pasivo no Corriente	129	130	2	3	27	28	2	2	24	18	3	3
Deuda Financiera no Corriente	129	130	1	2	–	–	–	–	24	18	2	3
Otros Pasivos no Corrientes	–	–	1	1	27	28	2	2	–	–	1	–
Pasivo Corriente	–	–	2	1	3	2	1	1	9	12	51	40
Deuda Financiera Corriente	–	–	–	–	–	–	–	–	5	9	–	–
Otros Pasivos Corrientes	–	–	2	1	3	2	1	1	4	3	51	40
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**15**	**16**	**16**	**18**	**85**	**85**	**21**	**23**	**63**	**58**	**96**	**87**

Millones de Euros

	Estado del Resultado											
	Elcogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Corona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Ingresos	–	–	8	15	7	10	4	20	17	20	78	32
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(6)	(6)	(1)	(2)
Ingreso Financiero	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–
Gasto Financiero	–	–	–	–	–	–	–	–	(1)	(1)	–	–
Resultados Antes de Impuestos	**(1)**	**(1)**	**4**	**11**	**1**	**4**	**2**	**11**	**1**	**1**	**(10)**	**(14)**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	(1)	(3)	–	–	–	(3)	–	–	3	33
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(1)**	**(1)**	**3**	**8**	**1**	**4**	**2**	**8**	**1**	**1**	**(7)**	**19**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–
Resultado Global Total	**(1)**	**(1)**	**3**	**8**	**1**	**4**	**2**	**8**	**2**	**1**	**(7)**	**19**

Dichos datos corresponden a la información de las sociedades individuales.

Gorona del Viento El Hierro, S.A.

En el ejercicio 2023 el resultado de la participación en el 23,2 % de la Sociedad Gorona del Viento El Hierro, S.A. por importe de 6 millones de euros, negativos, recoge, principalmente, las pérdidas asociadas a la minoración de la retribución por garantía de potencia que percibe esta Compañía, en base a la actualización de las horas anuales de funcionamiento estándar de la central hidroeólica, aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Endesa X Way, S.L.

Con fecha 29 de abril de 2022, Endesa X Servicios, S.L.U. vendió el 51 % de su participación en Endesa Movilidad Eléctrica, S.L.U., actualmente denominada Endesa X Way, S.L., a Enel X Way, S.r.l. (sociedad del Grupo Enel matriz del negocio de movilidad eléctrica) por un importe de 122 millones de euros generándose una plusvalía bruta de 121 millones de euros (véanse Notas 7.2, 14, 46.2 y 47.1).
Esta operación de venta supuso para Endesa la pérdida de control sobre Endesa X Way, S.L., lo que implicó el registro de la participación retenida en dicha compañía por su valor razonable y el reconocimiento de un resultado bruto por importe de 117 millones de euros, positivos (véase Nota 14).
Con el objeto de integrar dicha sociedad por el método de la participación en los Estados Financieros Consolidados de Endesa, el precio de compra se ha asignado en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Endesa X Way, S.L.
A 31 de diciembre de 2023 y 2022, la conciliación del valor contable de la participación en Endesa X Way, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Patrimonio Neto de la Sociedad	**42**	**44**
Participación sobre el Patrimonio Neto (49 %)	20	22
Fondo de Comercio	102	102
Inversión Contabilizada Método de la Participación	**122**	**124**

Negocios Conjuntos

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera									
	Tejo Energía - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activo no Corriente	23	24	–	–	1	6	17	32	60	62
Activo Corriente	77	77	122	129	22	17	40	29	15	20
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	55	55	–	–	12	1	24	20	11	7
Otros Activos Corrientes	22	22	122	129	10	16	16	9	4	13
Total Activo	**100**	**101**	**122**	**129**	**23**	**23**	**57**	**61**	**75**	**82**
Patrimonio Neto	60	66	122	128	9	(4)	26	35	38	26
Pasivo no Corriente	30	25	–	–	10	14	–	1	21	22
Deuda Financiera no Corriente	–	–	–	–	–	–	–	1	5	6
Otros Pasivos no Corrientes	30	25	–	–	10	14	–	–	16	16
Pasivo Corriente	10	10	–	1	4	13	31	25	16	34
Deuda Financiera Corriente	–	–	–	–	–	–	–	–	5	13
Otros Pasivos Corrientes	10	10	–	1	4	13	31	25	11	21
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**100**	**101**	**122**	**129**	**23**	**23**	**57**	**61**	**75**	**82**

Millones de Euros

	Estado del Resultado									
	Tejo Energía - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Ingresos	4	4	–	–	15	1	44	34	18	21
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1)	(10)	–	–	–	(20)	(15)	(15)	(3)	(3)
Ingreso Financiero	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–
Gasto Financiero	–	–	–	–	(1)	–	–	–	–	–
Resultados Antes de Impuestos	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**(5)**	**(22)**	**15**	**8**	**10**	**14**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	–	–	–	–	(5)	(3)	(2)	(2)
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**(5)**	**(22)**	**10**	**5**	**8**	**12**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	**–**	**–**	**–**	**–**	**5**	**2**	**–**	**(3)**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**(6)**	**(20)**	**(8)**	**(8)**	**–**	**(20)**	**10**	**2**	**8**	**12**

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.

Front Marítim del Besòs, S.L.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, la conciliación del valor contable de la participación en Front Marítim del Besòs, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Patrimonio Neto de la Sociedad	**122**	**128**
Participación sobre el Patrimonio Neto (61,37 %)	75	79
Minusvalía[1]	(45)	(48)
Inversión Contabilizada Método de la Participación	**30**	**31**

[1] Eliminación del resultado generado en Endesa Generación, S.A.U., en proporción a su porcentaje de participación, por la aportación que realizó a la Sociedad de determinados terrenos que poseía en el enclave de las Tres Chimeneas en Sant Adrià de Besòs (Barcelona).

Nuclenor

Con fecha 17 de julio de 2023 se publicó la Orden TED/796/2023, de 13 de julio, mediante la cual el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) autorizó el inicio del desmantelamiento de la Central Nuclear de Santa María de Garoña. Dicha Orden también autoriza la transferencia de titularidad de la instalación de Nuclenor, S.A. a Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E. (Enresa), responsable del desmantelamiento, haciéndose efectiva dicha transferencia el 19 de julio de 2023.

Como consecuencia de lo anterior la actividad de Nuclenor, S.A., que consistía en la explotación de la Central Nuclear de su propiedad ubicada en Santa María de Garoña, ha sido modificada para centrarse en ofrecer servicios de colaboración con la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E. (Enresa) en la operación, mantenimiento, desmantelamiento y clausura de la Central Nuclear de Santa María de Garoña.

En el ejercicio 2023, el epígrafe «*Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación*» del Estado del Resultado Consolidado incluye un impacto de 4 millones de euros, positivos, correspondiente a la participación en el 50 % de Nuclenor, S.A., entre otros, por el reconocimiento de los servicios prestados a Enresa en la transferencia y durante la ya iniciada fase del desmantelamiento de la central y una reversión parcial del sobrecoste que en periodos anteriores la Compañía había estimado incurrir para hacer frente a sus compromisos futuros con terceros y el personal activo y pasivo.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2023 y 2022 el epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye la provisión registrada para cubrir el sobrecoste estimado en el que va a incurrir la sociedad hasta la clausura de la Central de Santa María de Garoña mencionada anteriormente (véase Nota 37.3).

Resto de Sociedades

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información agregada de los Estados Financieros del resto de las participaciones en Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos individualmente no relevantes que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2023	2022	2023	2022
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	(9)	24	22	8
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–	–	–
Otro Resultado Global	4	5	(4)	45
Resultado Global Total	**(5)**	**29**	**18**	**53**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

26.2. Sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activo no Corriente	68	35	6	5
Activo Corriente	63	102	1	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	–	–	1	1
Otros Activos Corrientes	63	102	–	–
Total Activo	**131**	**137**	**7**	**6**
Patrimonio Neto	16	16	1	1
Pasivo no Corriente	28	34	–	–
Deuda Financiera no Corriente	–	–	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	28	34	–	–
Pasivo Corriente	87	87	6	5
Deuda Financiera Corriente	–	–	2	2
Otros Pasivos Corrientes	87	87	4	3
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**131**	**137**	**7**	**6**

Millones de Euros

	Estado del Resultado			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2023	2022	2023	2022
Ingresos	231	167	–	–
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–	–	–
Ingreso Financiero	–	1	–	–
Gasto Financiero	(1)	(1)	–	–
Resultado Antes de Impuestos	**4**	**(59)**	**–**	**–**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	–	–
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**4**	**(59)**	**–**	**–**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–	–	–
Otro Resultado Global	**(4)**	**60**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**–**	**1**	**–**	**–**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros

	2023	2022
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3	(54)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(2)	53
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	1	1

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.

27. ACTIVOS Y PASIVOS DE CONTRATOS CON CLIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos de Contratos con Clientes	(11)	–	4	–	8
Pasivos de Contratos con Clientes	(22)	4.348	427	4.300	294

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

27.1. Activos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguiente:

Millones de Euros

	2023[1]	2022[1]
Saldo Inicial	**8**	**6**
Bajas	(28)	(32)
Imputación a Resultados	24	34
Saldo Final	**4**	**8**

[1] Importe neto, incluye la corrección de valor por importe de 1 millón de euros en ambos ejercicios (véase Nota 41.1.3).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los activos corrientes de contratos con clientes corresponden, principalmente, a contratos de ejecución de obras formalizados entre Endesa Ingeniería, S.L.U. y Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) que estarán en vigor hasta el año 2025. Durante el ejercicio 2023 estos activos han generado unos ingresos por importe de 39 millones de euros registrados en el *epígrafe «Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios»* del Estado del Resultado Consolidado (20 millones de euros durante el ejercicio 2022).

A 31 de diciembre de 2023 Endesa tiene formalizados compromisos futuros de prestación de servicios por importe de 15 millones de euros ligados a los contratos de ejecución de obras formalizados con Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 48).

27.2. Pasivos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión	Otros Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2021	**4.223**	**61**	**4.284**
Altas	195	4	199
Imputación a Resultados	–	–	–
Traspasos a Corto Plazo y otros	(176)	(7)	(183)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**4.242**	**58**	**4.300**
Altas	196	9	205
Imputación a Resultados	–	–	–
Traspasos a Corto Plazo y otros	(159)	2	(157)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**4.279**	**69**	**4.348**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 este epígrafe incluye, fundamentalmente, los siguientes conceptos:

- Las «*Instalaciones Cedidas de Clientes*», que corresponden a la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, relacionados con instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes.
- Los «*Derechos por Acometidas de Extensión*» asociados con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, en el límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento de los pasivos corrientes de contratos con clientes del Estado de Situación Financiera Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Saldo Inicial		**294**	**270**
Imputación a Resultados	6.1	(178)	(171)
Traspasos y otros		311	195
Saldo Final		**427**	**294**



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

28. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Traspasos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Préstamos y Partidas a Cobrar	1.177	63	(643)	–	82	–	679
Instrumentos de Patrimonio	8	–	–	–	–	–	8
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	–	1	–	–	–	(24)
TOTAL	**1.160**	**63**	**(642)**	**–**	**82**	**–**	**663**

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2021	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Traspasos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación	Saldo a 31 de diciembre de 2022
Préstamos y Partidas a Cobrar	595	658	(17)	–	(59)	–	1.177
Instrumentos de Patrimonio	8	–	–	–	–	–	8
Corrección de Valor por Deterioro	(23)	–	(2)	–	–	–	(25)
TOTAL	**580**	**658**	**(19)**	**–**	**(59)**	**–**	**1.160**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el desglose de los otros activos financieros no corrientes, por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Entre más de Uno y Tres Años	114	118
Entre Tres y Cinco Años	23	18
Más de Cinco Años	526	1.024
TOTAL	**663**	**1.160**

28.1. Préstamos y otras partidas a cobrar

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de préstamos y otras cuentas a cobrar es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	8	85	–
Fianzas y Depósitos	38	434	437
Créditos al Personal		80	48
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	41.1.1 y 47.2	3	2
Garantías Financieras Registradas en Activo	3.29.6, 30 y 35.1.12	47	668
Otros Activos Financieros		30	22
Corrección de Valor	40.1.3	(22)	(22)
TOTAL		**657**	**1.155**

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el epígrafe «*Fianzas y Depósitos*» incluye, fundamentalmente, las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en la fecha de contratación como garantía del suministro eléctrico y que están, a su vez, registrados en el epígrafe «*Otros Pasivos no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado ya que fueron depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España (véase Nota 38).

Garantías financieras registradas en activo

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 este epígrafe incluye las garantías financieras inmovilizadas para poder operar en los mercados organizados a los que Endesa acude para contratar sus instrumentos financieros derivados.

Créditos a empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los créditos concedidos a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, corrientes y no corrientes, y sus vencimientos son los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Vencimiento Corriente 2024 (Nota 30)	Vencimiento no Corriente					
				2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
En Euros		71	68	–	–	–	–	3	3
En Moneda Extranjera		–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	47.2	**71**	**68**	**–**	**–**	**–**	**–**	**3**	**3**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

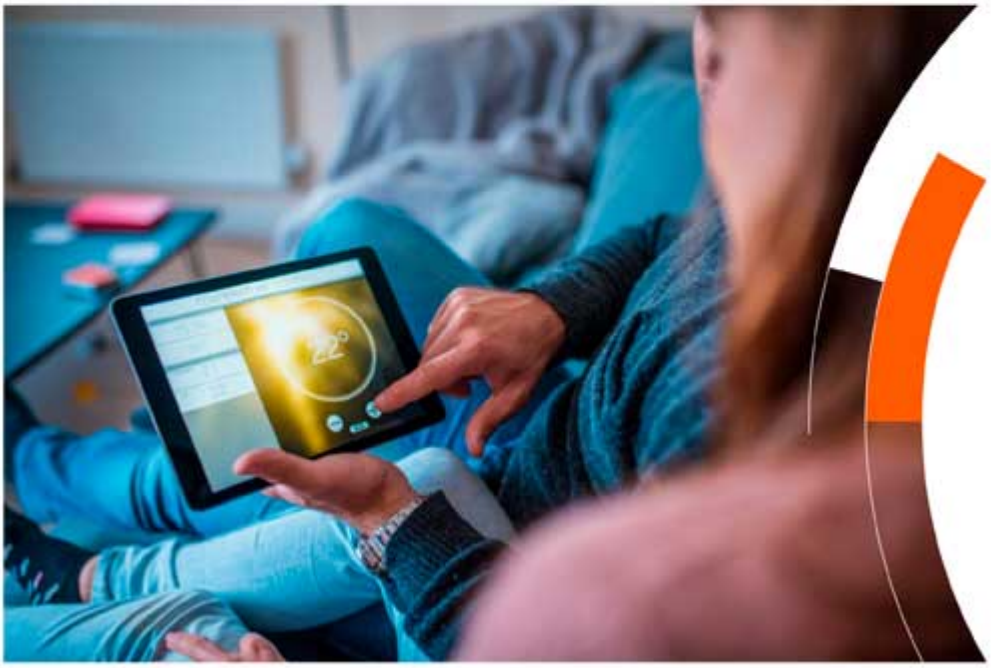
Millones de Euros

	Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Vencimiento Corriente 2023 (Nota 33)	Vencimiento no Corriente					
				2024	2025	2026	2027	Siguientes	Total
En Euros		67	65	1	–	–	1	–	2
En Moneda Extranjera		–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	47.3	**67**	**65**	**1**	**–**	**–**	**1**	**–**	**2**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el tipo de interés medio de estos créditos ha sido del 5,6 % y 5,4 %, respectivamente.

28.2. Instrumentos de patrimonio

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, esta categoría incluye los instrumentos de patrimonio que corresponden a participaciones en otras empresas, netas de deterioro, por importe de 6 millones de euros y 5 millones de euros, respectivamente.
El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.



29. OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Retribución de la Actividad de Distribución	4	333	279
Otros Activos[1]		53	25
TOTAL		**386**	**304**

[1] A 31 de diciembre de 2023 incluye el saldo contable del superávit por la diferencia entre el pasivo actuarial y el valor de mercado de los activos afectos de los planes de pensiones de prestación definida de Endesa por importe de 41 millones de euros (8 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 37.1).

30. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	4	—	14
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4	473	2.254
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	4	5	67
Créditos al Personal		14	11
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	43.1.1 y 47.2	68	65
Garantías Financieras Registradas en Activo	39.1.12	1.173	6.056
Otros Activos Financieros		46	216
Corrección de Valor	43.1.3	(2)	(6)
TOTAL		**1.777**	**8.677**

El valor razonable de estos activos financieros no difiere sustancialmente del valor contabilizado en libros.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

31. EXISTENCIAS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Materias Energéticas:	709	1.050
Carbón	10	93
Combustible Nuclear	255	246
Fuel	93	110
Gas	351	601
Otras Existencias	377	392
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	884	653
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	120	57
Corrección de Valor	(30)	(30)
TOTAL	**2.060**	**2.122**

31.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Durante los ejercicios 2023 y 2022 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) de 2022 y 2021, que han supuesto una baja por importe de 869 millones de euros y 326 millones de euros, respectivamente (13 millones de toneladas y 11 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2023 la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) incluida en el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 917 millones de euros (862 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 37.3).

31.2. Garantías de origen y otros certificados ambientales

Durante los ejercicios 2023 y 2022 se ha efectuado la redención de las garantías de origen de 2022 y 2021, que han supuesto una baja por importe de 76 millones de euros y 8 millones de euros, respectivamente (22.939 GWh y 16.843 GWh, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2023 la provisión por derechos a entregar Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales incluida en el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 161 millones de euros (81 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 37.3).

31.3. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2023 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 18.848 millones de euros (22.942 millones de euros a 31 de diciembre de 2022), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «*take or pay*», siendo el detalle como sigue:

Millones de Euros

	Compromisos Futuros de Compra a 31 de diciembre de 2023[a]						
	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2024 - 2028	100	–	572	38	7.361	57	8.128
2029 - 2033	–	–	56	810	5.489	–	6.355
2034 - 2038	–	–	10	–	3.812	–	3.822
2039 - Resto	–	–	–	–	543	–	543
TOTAL	**100**	**–**	**638**	**848**	**17.205**	**57**	**18.848**

[a] Ninguno de estos importes corresponde a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la cifra de compromisos de adquisición de existencias incluye el compromiso de adquisición de gas para los contratos formalizados en el ejercicio 2014 con Corpus Christi Liquefaction, LLC, parte de los cuales están garantizados por Enel, S.p.A. (véase Nota 47.1.2).

Respecto a los contratos que contienen cláusulas «*take or pay*», en el contexto actual, las previsiones indican que Endesa seguirá consumiendo las existencias determinadas en dichos contratos (véase Nota 5.2).
Los Administradores de la Sociedad consideran que Endesa podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

31.4. Otra información

Corrección de valor

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han registrado deterioros de existencias por importe significativo en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

Seguros

Endesa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetas las existencias, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.
Durante el ejercicio 2023, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

32. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	41.1.1	**4.912**	**5.472**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		4.609	4.817
Clientes por Ventas de Electricidad		3.181	3.323
Clientes por Ventas de Gas		1.064	1.037
Clientes por otras Operaciones		306	283
Clientes Empresas del Grupo y Asociadas	47.1.3 y 47.2	58	174
Otros Deudores		895	1.129
Retribución de la Actividad de Distribución		283	231
Otros Deudores Terceros		559	478
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	47.1.3 y 47.2	53	420
Corrección de Valor	41.1.3	(592)	(474)
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		(488)	(370)
Otros Deudores		(104)	(104)
Activos por Impuestos		**545**	**215**
Impuesto sobre Sociedades Corriente		233	49
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		304	153
Otros Impuestos		8	13
TOTAL		**5.457**	**5.687**

Los saldos incluidos en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado, con carácter general, no devengan intereses.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de Endesa (véase Nota 42.6).

Al no coincidir el periodo habitual de lectura de contadores con el cierre del ejercicio, Endesa realiza una estimación de las ventas a clientes realizadas por sus sociedades comercializadoras Endesa Energía, S.A.U., Endesa Energía Renovable, S.L.U., Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. y Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., que se encuentran pendientes de facturación.

A 31 de diciembre de 2023, los saldos acumulados por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar a cliente final se incluyen en el epígrafe «*Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar*» del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto ascienden a 1.533 millones de euros y 476 millones de euros, respectivamente (1.850 millones de euros y 529 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 3.2o.1).

32.1. Otra información

Periodo medio de cobro

Durante el ejercicio 2023 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 45 días (36 días en el ejercicio 2022) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Otra información

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 se han realizado operaciones de «*factoring*» cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2023 y 2022, ascienden a 1.630 millones de euros y 2.294 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 49 millones de euros y 41 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «*Resultado Financiero*» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 16.1).

33. EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Efectivo en Caja y Bancos	1.281	871
Otros Equivalentes de Efectivo	825	–
TOTAL	**2.106**	**871**

Las inversiones de tesorería a corto plazo vencen en un plazo inferior a 3 meses desde su fecha de adquisición. A 31 de diciembre de 2023 el epígrafe «*Otros Equivalentes de Efectivo*» incluye 3 depósitos formalizados por importe total de 825 millones de euros que devengan un tipo de interés de mercado.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado por tipo de moneda es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Moneda	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Euro	2.103	869
Dólar Estadounidense (USD)	2	–
Libra Esterlina (GBP)	1	2
TOTAL	**2.106**	**871**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2023 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 5 millones de euros correspondientes a la cuenta de reserva del servicio de la deuda constituida por determinadas filiales de renovables de Endesa en virtud de las operaciones de préstamos suscritas para la financiación de proyectos (8 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 (véase Nota 41.4.3).

34. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	–	**27**
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	–	27
TOTAL ACTIVO	–	**27**

A 31 de diciembre de 2022 esté epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado recogía la participación de Endesa Generación, S.A.U. en el 45 % del capital de Tecnatom, S.A.

Con fecha 24 de noviembre de 2023 dicha participación ha sido vendida a Westinghouse Electric Spain, S.A.U. por importe de 27 millones de euros no habiéndose generado ningún resultado en la transacción (véanse Notas 7.2 y 46.2).

35. PATRIMONIO NETO

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022[1]
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	35.1	**7.017**	**5.557**
Capital Social	35.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	35.1.2	89	89
Reserva Legal	35.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	35.1.4	404	404
Otras Reservas	35.1.5	106	106
(Acciones en Patrimonio Propias)	35.1.8	(4)	(5)
Beneficio Retenido	35.1.9	5.876	6.812
Dividendo a Cuenta	35.1.10	(529)	—
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		5	4
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	35.1.7	(199)	(190)
Ajustes por Cambio de Valor		(256)	(3.188)
Diferencias de Conversión		(1)	(1)
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	35.1.6	(255)	(3.187)
Total Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes	35.2	**187**	**201**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**7.204**	**5.758**

[1] Véase Nota 4.

35.1. Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante

35.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2023 el capital social de Endesa, S.A. asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal, totalmente suscritas y desembolsadas, que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Esta cifra no ha sufrido ninguna variación en los ejercicios 2023 y 2022.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el porcentaje del capital social de Endesa, S.A. que el Grupo Enel posee a través de Enel Iberia, S.L.U. es del 70,1 % (véase Nota 1).
A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10 % del capital social de Endesa, S.A.

35.1.2. Prima de emisión

La prima de emisión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad. El artículo 303 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo. No obstante, a 31 de diciembre de 2023, 31 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (33 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

35.1.3. Reserva legal

De acuerdo con el artículo 274 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, cada año debe destinarse el 10 % del beneficio del ejercicio a dotar la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20 % del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10 % del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20 % del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, Endesa, S.A. tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

35.1.4. Reserva de revalorización

El saldo del epígrafe *«Reserva de Revalorización»* se ha originado por la revalorización de activos practicada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio.

Los activos objeto de estas actualizaciones fueron aportados el 1 de enero de 2000 a las empresas correspondientes como consecuencia del proceso de reordenación societaria llevado a cabo por Endesa, S.A.

El saldo de esta reserva puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar resultados contables negativos, tanto los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio, o los que puedan producirse en el futuro, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición. Podrá destinarse a reservas de libre disposición siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

No obstante, a 31 de diciembre de 2023, 193 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (207 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

35.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 este epígrafe incluye, fundamentalmente, la reserva por capital amortizado por importe de 102 millones de euros, que ha sido dotada de conformidad con el artículo 335 de la Ley de Sociedades de Capital, que establece que, cuando la reducción se realice con cargo a beneficios o a reservas libres o por vía de amortización de acciones adquiridas por la Sociedad a título gratuito, el importe del valor nominal de las acciones amortizadas o el de la disminución del valor nominal de las acciones deberá destinarse a una reserva de la que sólo será posible disponer con los mismos requisitos que los exigidos para la reducción del capital social.

35.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2023
Operaciones de Cobertura	(3.176)	1.568	1.364	–	(244)
Derivados de Tipo de Interés	80	(16)	(36)	–	28
Derivados de Tipo de Cambio	63	(27)	(47)	–	(11)
Derivados de Materias Energéticas	(3.319)	1.611	1.447	–	(261)
Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(11)	–	–	–	(11)
TOTAL	**(3.187)**	**1.568**	**1.364**	**–**	**(255)**

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2021	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2022
Operaciones de Cobertura	(1.520)	(2.535)	879	–	(3.176)
Derivados de Tipo de Interés	(8)	86	2	–	80
Derivados de Tipo de Cambio	11	139	(87)	–	63
Derivados de Materias Energéticas	(1.523)	(2.760)	964	–	(3.319)
Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(37)	26	–	–	(11)
TOTAL	**(1.557)**	**(2.509)**	**879**	**–**	**(3.187)**

El epígrafe «*Ajustes por Cambio de Valor*» incluido en el Patrimonio Neto recoge, entre otros, el valor razonable de las operaciones de derivados de cobertura contable de flujos de efectivo contratadas por Endesa que todavía no se han reclasificado al resultado del periodo que todavía la transacción prevista cubierta no ha tenido lugar.

A 31 de diciembre de 2023 el importe de las «*Operaciones de Cobertura*» del epígrafe «*Ajustes por Cambio de Valor*» asciende a 244 millones de euros, negativos (3.176 millones de euros, negativos, a 31 de diciembre de 2022) e, incluye, principalmente, derivados financieros de gas contratados para el periodo 2024-2026 fruto de la estrategia de coberturas de Endesa.

35.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los importes registrados en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 37.1).

35.1.8. Acciones en patrimonio propias

Endesa, S.A. tiene acciones en autocartera con el objetivo de dar cobertura a los Planes de Retribución variable a largo plazo vigentes que incluyen como parte del pago del Incentivo Estratégico la entrega de acciones (véase Nota 47.3). La compra de estas acciones se ha llevado a cabo mediante Programas Temporales de Recompra de Acciones.

Mediante la ejecución de dichos Programas, Endesa, S.A. adquirió un total de 253.820 acciones propias en ejercicios anteriores. Con fecha 6 de septiembre de 2023 Endesa, S.A. ha pagado el 30 % correspondiente a la consecución de los objetivos de la retribución a largo plazo devengada en los ejercicios anteriores por el «*Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022*» lo que ha supuesto la entrega a las personas beneficiarias del plan de 21.282 acciones ordinarias de Endesa, S.A. por un importe inferior a 1 millón de euros. Como consecuencia de lo anterior, a 31 de diciembre de 2023 permanecen 232.538 acciones en poder de la Sociedad Dominante.

Asimismo, el Consejo de Administración de Endesa, S.A., en sesión celebrada el 22 de marzo de 2023, acordó llevar a cabo otro Programa Temporal de Recompra de Acciones, de acuerdo, por una parte, con la autorización concedida por la Junta General de Accionistas de la Sociedad celebrada el 5 de mayo de 2020, y, por otra parte, de conformidad con la aprobación del Consejo de Administración de la Sociedad celebrado el 22 de febrero de 2023 en relación al plan de adjudicación de acciones a los empleados («*Programa de Retribución Flexible en Acciones*»). Este Programa Temporal de Recompra de Acciones tiene por objeto la adquisición de acciones para cumplir con las obligaciones del Programa de Retribución Flexible en Acciones para los empleados en activo del Grupo Endesa en España que opten en el ejercicio 2023 por percibir una parte de su salario en acciones de Endesa, S.A., en el marco de la política general de remuneraciones de Endesa. El Programa Temporal de Recompra de Acciones incluye el volumen de acciones necesario para cubrir el importe monetario solicitado por los empleados.

En el marco del citado Programa, en el ejercicio 2023 Endesa, S.A. ha adquirido 613.000 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 12 millones de euros, de las cuales, a 31 de diciembre de 2023, permanecen 1.351 acciones en poder de la Sociedad Dominante.

De acuerdo con todo lo anterior, a 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa, S.A. tiene en su poder acciones propias de acuerdo con el siguiente detalle:

	N.º de Acciones	Valor Nominal (Euros/Acción)	Porcentaje sobre el Capital Social (%)	Precio Medio de Adquisición (Euros/Acción)	Coste Total de Adquisición (Euros)
Acciones Propias a 31 de diciembre de 2023	**234.679**	**1,2**	**0,02217**	**19,25**	**4.518.265**
Planes de Incentivo Estratégico	232.538	1,2	0,02196	19,25	4.475.783
Programas de Retribución Flexible en Acciones	2.141	1,2	0,00020	19,84	42.482
Acciones Propias a 31 de diciembre de 2022	**254.610**	**1,2**	**0,02405**	**19,25**	**4.901.357**
Planes de Incentivo Estratégico	253.820	1,2	0,02397	19,25	4.885.524
Programas de Retribución Flexible en Acciones	790	1,2	0,00007	20,04	15.833

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

35.1.9. Beneficio retenido

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022[1]
Reservas Voluntarias	702	693
Reserva de Fusión	676	667
Otras Reservas de Libre Disposición	26	26
Otro Beneficio Retenido	5.174	6.119
TOTAL	**5.876**	**6.812**

[1] Véase Nota 4.

Con fecha 22 de septiembre de 2023, el Consejo de Administración de Endesa, S.A. (Sociedad Absorbente) y el Administrador Único de Endesa Red, S.A.U. (Sociedad Absorbida) han suscrito y aprobado un proyecto común de fusión por absorción de Endesa Red, S.A.U. Como consecuencia de esta operación, con efectos contables 1 de enero de 2023, se ha puesto de manifiesto una reserva de fusión por importe de 9 millones de euros correspondiente a la diferencia entre el valor neto de la participación mantenida sobre el 100 % del capital social de Endesa Red, S.A.U. antes de la operación de fusión.

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad, incluyendo la mencionada anteriormente, y su saldo, a 31 de diciembre de 2023, es de 676 millones de euros, de los que 76 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (667 millones de euros y 78 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022).

35.1.10. Dividendos

Ejercicio 2023

El Consejo de Administración de Endesa, S.A. en su reunión celebrada el 22 de noviembre de 2023, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2023 por un importe bruto de 0,5 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 529 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 2 de enero de 2024 (véase Nota 40). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2023.

De acuerdo con lo requerido por el artículo 277 del Real Decreto Ley 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el estado de liquidez previsional de Endesa, S.A. que pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo es el siguiente:

Millones de Euros

	Del 1 de noviembre de 2023 al 31 de octubre de 2024
Disponible al Inicio del Periodo	**7.201**
Caja, Bancos y Efectivo Equivalente	83
Créditos Disponibles con Empresas del Grupo	7.118
Aumentos de Tesorería	**1.536**
Por Operaciones Corrientes	255
Por Operaciones Financieras	1.281
Disminuciones de Tesorería	**(6.114)**
Por Operaciones Corrientes	(577)
Por Operaciones Financieras	(5.537)
Disponible al Final del Periodo	**2.623**
Propuesta de Dividendo a Cuenta de los Resultados del Periodo 2023	**529**

Esta cantidad no excede de los resultados obtenidos por Endesa, S.A. en el ejercicio 2023, deducidas las pérdidas procedentes de ejercicios anteriores y las reservas obligatorias dotadas por ley o disposición estatutaria, así como la estimación del impuesto a pagar sobre los citados resultados.

Ejercicio 2022

La Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el pasado 28 de abril de 2023 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2022 y a remanente de ejercicios anteriores por un importe bruto de 1,5854 euros por acción, lo que supone un total de 1.678 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
Dividendo		28 de abril de 2023	1,5854	1.678	3 de julio de 2023
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2022	46.3		**1,5854**	**1.678**	

35.1.11. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022		
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**(190)**	**(190)**	**–**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	37.1	(190)	(190)	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		–	–	–
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–	–
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**(3.187)**	**(3.188)**	**1**
Operaciones de Cobertura		(3.175)	(3.176)	1
Diferencias de Conversión		(1)	(1)	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		(11)	(11)	–
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente al Resultado del Periodo		–	–	–
TOTAL		**(3.377)**	**(3.378)**	**1**



Variaciones del Periodo 2023					31 de diciembre de 2023		
Ganancias / (Pérdidas) por Valoración	Importes Transferidos al Estado del Resultado	Efecto Impositivo (Nota 19)	Variación de Perímetro y otros	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
(11)	**–**	**2**	**2**	**–**	**(197)**	**(197)**	**–**
–	–	–	–	–	–	–	–
(13)	–	2	2	–	(199)	(199)	–
2	–	–	–	–	2	2	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
2.087	**1.822**	**(977)**	**–**	**–**	**(255)**	**(256)**	**1**
2.087	1.822	(977)	–	–	(243)	(244)	1
–	–	–	–	–	(1)	(1)	–
–	–	–	–	–	(11)	(11)	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
2.076	**1.822**	**(975)**	**2**	**–**	**(452)**	**(453)**	**1**

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2021		
		Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**(455)**	**(455)**	**–**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	21	(455)	(455)	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		–	–	–
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–	–
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**(1.557)**	**(1.557)**	**–**
Operaciones de Cobertura		(1.520)	(1.520)	–
Diferencias de Conversión		–	–	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		(37)	(37)	–
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente al Resultado del Periodo		–	–	–
TOTAL		**(2.012)**	**(2.012)**	**–**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Variaciones del Periodo 2022					31 de diciembre de 2022		
Ganancias / (Pérdidas) por Valoración	Importes Transferidos al Estado del Resultado	Efecto Impositivo (Nota 18)	Variación de Perímetro y otros	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
335	**–**	**(69)**	**(1)**	**–**	**(190)**	**(190)**	**–**
–	–	–	–	–	–	–	–
335	–	(69)	(1)	–	(190)	(190)	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
(3.353)	**1.171**	**552**	**–**	**–**	**(3.187)**	**(3.188)**	**1**
(3.378)	1.171	552	–	–	(3.175)	(3.176)	1
(1)	–	–	–	–	(1)	(1)	–
26	–	–	–	–	(11)	(11)	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
(3.018)	**1.171**	**483**	**(1)**	**–**	**(3.377)**	**(3.378)**	**1**

35.1.12. Gestión del capital

La gestión del capital de Endesa está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de Endesa.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, cuyo dato a 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Millones de Euros

		Apalancamiento	
	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Deuda Financiera Neta:		**10.405**	**10.869**
Deuda Financiera no Corriente	41.3	9.636	11.704
Deuda Financiera Corriente	41.3	4.091	6.784
Derivados de Deuda Registrados en Pasivo	44	61	87
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	(2.106)	(871)
Derivados de Deuda Registrados en Activo	44	(57)	(111)
Garantías Financieras Registradas en Activo	28.1 y 35	(1.220)	(6.724)
Patrimonio Neto:	35	**7.204**	**5.758**
De la Sociedad Dominante	35.1	7.017	5.557
De las Participaciones no Dominantes	35.2	187	201
Apalancamiento (%)[1]		**144,43**	**188,76**

[1] Apalancamiento (%) = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Endesa mantiene criterios de prudencia en su nivel de endeudamiento y en la estructura del mismo mediante la obtención de financiación a largo plazo que permita adecuar los calendarios de vencimiento de la deuda a su capacidad de generación de caja conforme al plan de negocio previsto.

Asimismo, dispone de financiación a corto plazo que contribuye a optimizar la gestión de las necesidades de capital circulante y mejorar el coste del conjunto de la deuda.
La Sociedad cuenta con una situación financiera sólida y líneas de crédito incondicionales contratadas con entidades de primer nivel disponibles por importes significativos. Esto, unido a la puesta en marcha de planes específicos para la mejora y gestión eficiente de la liquidez, permitirá afrontar con la debida holgura la evolución del negocio (véase Nota 42.4).
Teniendo en cuenta las expectativas de resultados y el plan de inversiones previsto, la política de dividendos establecida permitirá mantener en el futuro un apalancamiento adecuado.
En los ejercicios 2023 y 2022 se han aprobado y distribuido los siguientes dividendos (véase Nota 35.1.10):

Millones de Euros

		Dividendos Aprobados y Distribuidos			
	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
Dividendo		28 de abril de 2023	1.5854	1.678	3 de julio de 2023
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2022	44.3		**1,5854**	**1.678**	
Dividendo a Cuenta		24 de noviembre de 2021	0.500	529	3 de enero de 2022
Dividendo Complementario		29 de abril de 2022	0.9372	992	1 de julio de 2022
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2021	44.3		**1,4372**	**1.521**	

Los ratings a largo plazo asignados por las agencias de calificación crediticia a Endesa a las respectivas fechas de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2023 y 2022, los cuales corresponden a niveles de «*investment grade*», son los siguientes:

	Calificación Crediticia						
	31 de diciembre de 2023 [1]				31 de diciembre de 2022 [1]		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Fecha de Último Informe	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	19 de diciembre de 2023	BBB+	A-2	Negativa
Moody's	Baa1	P-2	Negativa	20 de diciembre de 2023	Baa1	P-2	Negativa
Fitch	BBB+	F2	Estable	12 de febrero de 2024	BBB+	F2	Estable

[1] A las respectivas fechas de formulación de los Estados Financieros Consolidados.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

35.1.13. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2023 determinadas filiales de Endesa que operan en el negocio de energías renovables y que están financiadas a través de «*project finance*» contienen cláusulas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento es requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas.

A 31 de diciembre de 2023 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 39 millones de euros (70 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véanse Notas 20.4, 41.4.3 y 48).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

35.2. Patrimonio neto: de las Participaciones no Dominantes

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones	Desinversiones o Reducciones[1]	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Agulón 20, S.A.	27	(7)	1	–	–	–	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	13	(4)	1	–	–	–	10
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	26	–	1	–	–	–	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	33	(8)	9	–	–	–	34
Otras	96	(8)	8	–	(7)	–	89
TOTAL	**201**	**(27)**	**20**	**–**	**(7)**	**–**	**187**

[1] Corresponde a la devolución de Fondos de socios de Bosa del Ebro S.L. y Tauste Energía Distribuida, S.L., por importe de 4 millones de euros y 3 millones de euros respectivamente (véase Nota 46.3).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2021	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones[1]	Desinversiones o Reducciones[2]	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2022
Agulón 20, S.A.	23	(2)	6	–	–	–	27
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	10	(1)	4	–	–	–	13
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	22	(3)	7	–	–	–	26
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	28	(4)	9	–	–	–	33
Otras	75	(7)	29	4	(5)	–	96
TOTAL	**164**	**(17)**	**55**	**4**	**(5)**	**–**	**201**

[1] Corresponde a la aportación de fondos de socios de Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. (véase Nota 46.3).
[2] Corresponde a la compra de las participaciones minoritarias (20 %) en Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U. y Energías Especiales de Careón, S.A. por un importe de 3 millones de euros y a la devolución de fondos a socios de Bosa del Ebro, S.L. por importe de 2 millones de euros (véanse Notas 7.1 y 46.3).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el saldo del epígrafe «*Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes*», recoge, principalmente, las participaciones no dominantes mantenidas por Enel Green Power España, S.L.U.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las partidas más relevantes del Estado de Situación Financiera, Estado del Resultado y Estado de Flujos de Efectivo de las principales sociedades de Endesa con participaciones no dominantes que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados son las siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera											
	Agullón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activo no Corriente	77	80	116	104	8	8	28	28	87	84	108	113
Activo Corriente	10	27	6	15	2	1	7	18	5	5	25	39
Total Activo	**87**	**107**	**122**	**119**	**10**	**9**	**35**	**46**	**92**	**89**	**133**	**152**
Patrimonio Neto	44	56	98	92	6	6	27	36	64	61	82	80
Pasivo no Corriente	31	42	18	20	2	2	7	6	11	11	36	49
Pasivo Corriente	12	9	6	7	2	1	1	4	17	17	15	23
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**87**	**107**	**122**	**119**	**10**	**9**	**35**	**46**	**92**	**89**	**133**	**152**

Millones de Euros

	Estado del Resultado											
	Agullón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Ingresos	12	28	28	45	4	7	18	5	31	17	55	28
Resultados Antes de Impuestos	**4**	**17**	**5**	**4**	**1**	**–**	**14**	**2**	**23**	**9**	**36**	**13**
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**3**	**13**	**4**	**4**	**1**	**–**	**10**	**1**	**17**	**7**	**27**	**10**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	**–**	**1**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**3**	**14**	**4**	**4**	**1**	**–**	**10**	**1**	**17**	**7**	**27**	**10**

Millones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo											
	Agullón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3	15	20	8	2	2	2	12	7	22	18	35
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	–	–	(20)	(7)	(1)	(2)	(1)	(1)	(6)	(14)	–	(3)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(20)	(8)	–	–	–	–	(11)	(2)	–	(8)	(37)	(19)

Los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

36. SUBVENCIONES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Subvenciones de Capital
Saldo a 31 de diciembre de 2021		**254**
Altas		1
Imputación a Resultados	22	(15)
Traspasos a Corto Plazo y otros		(2)
Saldo a 31 de diciembre de 2022		**238**
Altas		5
Imputación a Resultados	22	(16)
Traspasos a Corto Plazo y otros		–
Saldo a 31 de diciembre de 2023		**227**

El epígrafe «*Subvenciones de Capital*» incluye, principalmente, las ayudas recibidas al amparo de lo previsto en los convenios de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del suministro eléctrico en la red de distribución firmados, entre otros, con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y con los Organismos Públicos homólogos de las Comunidades Autónomas.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 Endesa cumplía con los requisitos necesarios para la percepción y disfrute de las subvenciones indicadas anteriormente.



37. PROVISIONES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones por Prestaciones al Personal		268	–	278	–
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	37.1	238	–	248	–
Otras Prestaciones al Personal		30	–	30	–
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		536	207	519	204
Expedientes de Regulación de Empleo	37.2.1	9	25	14	28
Suspensiones de Contrato	37.2.2	527	182	505	176
Otras Provisiones	37.3	2.051	1.170	2.167	1.032
TOTAL		**2.855**	**1.377**	**2.964**	**1.236**

37.1. Provisiones para pensiones y otras obligaciones similares

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y otras obligaciones similares surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de las contingencias de jubilación, incapacidad permanente y fallecimiento.

Los compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Pasivos actuariales netos y brutos

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de mercado de los activos afectos es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Pasivo Actuarial	585	589
Activos Afectos	(388)	(349)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	**197**	**240**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los importes registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	17	238	248
Otros Activos no Corrientes	19	(41)	(8)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial		**197**	**240**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información sobre los pasivos actuariales netos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros

		2023			
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial		**27**	**212**	**1**	**240**
Coste Neto por Intereses	24	1	8	–	9
Costes de los Servicios en el Periodo	12	4	1	–	5
Aportaciones del Periodo		(59)	(14)	–	(73)
Otros Movimientos		3	–	–	3
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		22	7	–	29
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		6	(12)	–	(6)
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(10)	–	–	(10)
Pasivo Actuarial Neto Final		**(6)**	**202**	**1**	**197**

Millones de Euros

		2022			
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial		**228**	**380**	**2**	**610**
Coste Neto por Intereses	24	1	6	–	7
Costes de los Servicios en el Periodo	12	7	1	–	8
Aportaciones del Ejercicio		(39)	(13)	–	(52)
Otros Movimientos		2	–	–	2
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		(247)	(83)	(1)	(331)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		2	(79)	–	(77)
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		73	–	–	73
Pasivo Actuarial Neto Final		**27**	**212**	**1**	**240**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información sobre los pasivos actuariales brutos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros

	2023			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Inicial	**376**	**212**	**1**	**589**
Gastos Financieros	14	8	–	22
Costes de los Servicios en el Periodo	4	1	–	5
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(14)	–	(57)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	22	7	–	29
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias	6	(12)	–	(6)
Otros Movimientos	3	–	–	3
Pasivo Actuarial Final	**382**	**202**	**1**	**585**

Millones de Euros

	2022			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Inicial	**837**	**380**	**2**	**1.219**
Gastos Financieros	10	6	–	16
Costes de los Servicios en el Periodo	7	1	–	8
Beneficios Pagados en el Periodo	(74)	(13)	–	(87)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	(247)	(83)	(1)	(331)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias	2	(79)	–	(77)
Aseguramiento de Prestaciones Causadas[1]	(161)	–	–	(161)
Otros Movimientos	2	–	–	2
Pasivo Actuarial Final	**376**	**212**	**1**	**589**

[1] Corresponde al pago de primas de operaciones de aseguramiento de compromisos de prestación definida con el fin de eliminar en su totalidad los riesgos asumidos por Endesa por los compromisos asegurados. Estos pagos supusieron una disminución por el mismo importe en los activos afectos. El coste de la póliza fue inferior en 3 millones de euros al pasivo actuarial correspondiente a estas obligaciones, por lo que, se registró un efecto positivo por dicho importe en el epígrafe «*Gastos de Personal*» del Estado del Resultado Consolidado.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la información sobre los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros

	2023			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos	**349**	**–**	**–**	**349**
Rendimiento Esperado	13	–	–	13
Aportaciones del Periodo	59	14	–	73
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(14)	–	(57)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	10	–	–	10
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos[1]	**388**	**–**	**–**	**388**

[1] No incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	2022			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos	**609**	**–**	**–**	**609**
Rendimiento Esperado	9	–	–	9
Aportaciones del Periodo	39	13	–	52
Beneficios Pagados en el Periodo	(74)	(13)	–	(87)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	(73)	–	–	(73)
Aseguramiento de Prestaciones Causadas	(161)	–	–	(161)
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos[a]	**349**	**–**	**–**	**349**

[a] No incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.

Impacto en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

Durante los ejercicios 2023 y 2022 los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación definida y aportación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Prestación Definida		**(14)**	**(12)**
Coste Corriente del Ejercicio[a]	12	(5)	(8)
Costes Financieros Netos	14	(9)	(7)
Otros Costes Corrientes del Ejercicio	12	–	3[b]
Aportación Definida		**(35)**	**(40)**
Coste Corriente del Ejercicio[b]	12	(35)	(40)
TOTAL		**(49)**	**(52)**

[a] En el ejercicio 2023 incluye 4 millones de euros del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «*Provisión por Reestructuración de Plantilla*» y que ha sido traspasado durante el ejercicio al epígrafe «*Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares*» (4 millones de euros en el ejercicio 2022).
[b] Durante el ejercicio 2023 se han aportado 21 millones de euros incluidos previamente en el epígrafe «*Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla*» (21 millones de euros en el ejercicio 2022).

Durante los ejercicios 2023 y 2022 los importes registrados en Otro Resultado Global Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		18	(73)
Ganancias y Pérdidas Actuariales		(31)	408
TOTAL	20.3.11	**(13)**	**335**

A 31 de diciembre de 2023 conforme a la mejor estimación disponible las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2024 ascenderán aproximadamente a 26 millones de euros (15 millones de euros, a 31 de diciembre de 2022, para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2023).

Activos afectos

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, son los siguientes:

Porcentaje (%)

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activos de Renta Fija[1]	47	45
Acciones[1]	28	30
Inversiones Inmobiliarias y otros	25	25
TOTAL	**100**	**100**

[1] Incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo Enel por importe de 11 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 (8 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es el siguiente:

Millones de Euros

País	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Estados Unidos de América	52	44
España	13	8
Francia	11	8
Alemania	8	11
Italia	7	5
Holanda	4	4
Reino Unido	2	5
Luxemburgo	2	4
Bélgica	2	–
Resto	81	68
TOTAL	**182**	**157**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

Millones de Euros

País	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
España	5	3
Italia	4	3
Francia	3	3
Alemania	2	5
Bélgica	2	–
Resto	39	29
TOTAL	**55**	**43**

Las acciones y los activos de renta fija tienen precios cotizados en los mercados activos. La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior.

Durante el ejercicio 2023 la rentabilidad media real ha sido del 6,88 %, positiva (9,89 %, negativa, en el ejercicio 2022). Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los partícipes del Plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos y pasivos.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados, han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020
Tipo de Interés	3,30 % - 3,32 %	3,74 % - 3,77 %
Rendimiento Esperado de los Activos	3,31 %	3,77 %
Revisión Salarial [a]	1,00 %	1,00 %
Incremento de los Costes de Salud	5,14 %	4,98 %

[a] Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

Para la determinación del tipo de interés para descontar los compromisos se toma una curva construida con los rendimientos de las emisiones de bonos corporativos de calificación crediticia «*AA*» en base al plazo de pago estimado de las provisiones derivadas de cada compromiso.

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
Hipótesis	**Pensiones**	**Otros Compromisos de Prestación Definida**	**Pensiones**	**Otros Compromisos de Prestación Definida**
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	26	11	27	12
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(24)	(10)	(25)	(11)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC) [a]	(3)	Na	(3)	Na
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC) [a]	3	Na	3	Na
Incremento del 1 % de los Costes de Asistencia Sanitaria	Na	Na	Na	Na
Incremento de 1 año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	32	14	22	9

[a] Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

Otra información

La administración de los planes de pensiones de Endesa es realizada de conformidad con los límites generales de gestión y asunción de riesgos marcados en las respectivas legislaciones vigentes y aplicables en España.

Actualmente el fondo de pensiones al que se encuentran adscritos los planes de pensiones promovidos por las sociedades de Endesa asume aquellos riesgos que son inherentes a los activos en los que se encuentra invertido, principalmente:

- Los riesgos de la inversión en activos de renta fija se derivan tanto del movimiento de los tipos de interés como de la calidad crediticia de los títulos de la cartera.
- Los riesgos de la inversión en renta variable se derivan de la incidencia que pueda producirse por la volatilidad (variaciones) del precio de dichos activos, que es superior al de la renta fija.
- Los riesgos de la inversión en instrumentos financieros derivados se hallan en función del apalancamiento que conllevan, lo que les hace especialmente sensibles a las variaciones de precio del subyacente (activo de referencia).
- Las inversiones en activos denominados en divisas distintas al euro conllevan un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio.
- Las inversiones en activos no negociados, al efectuarse en mercados de liquidez limitada y menor eficiencia, presentan riesgos de valoración derivados tanto de los métodos que se utilicen como de la ausencia de precios de contraste en el mercado.

A 31 de diciembre de 2023 la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 13,45 años (12,4 años a 31 de diciembre de 2022), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las provisiones de prestación definida el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Año 1	24	26
Año 2	26	27
Año 3	28	30
Año 4	31	32
Año 5	32	34
A partir del Año 5	831	900
TOTAL	**972**	**1.049**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023				31 de diciembre de 2022			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	388	262	86	40	349	209	38	102

Las valoraciones de los activos clasificados como Nivel 3 se determinan en base a los informes de valoración realizados por la Sociedad gestora correspondiente.

37.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de la situación de cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

37.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2023 hay 2 tipos de planes vigentes Planes Mineros 2006-2012 y Plan Minero 2016 que afectan a un total de 284 personas todas ellas en situación de prejubilación (393 personas a 31 de diciembre de 2022). Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Saldo Inicial		**14**	**27**
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		**1**	**(6)**
Gastos de Personal	31	(1)	(2)
Resultados Financieros	34	2	(4)
Traspasos a Corto Plazo y otros		**(6)**	**(7)**
Saldo Final		**9**	**14**

A 31 de diciembre de 2023 el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 25 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo (28 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las provisiones por estos expedientes de regulación de empleo, han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Tipo de Interés	3,14 %	3,67 %
Índice de Precios al Consumo (IPC)	2,57 %	2,78 %
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, como resultado del análisis de sensibilidad, se concluye que tanto un aumento como una disminución de 50 p.b. en las principales hipótesis actuariales manteniendo constantes el resto de variables no tiene impacto económico significativo.

37.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo

A 31 de diciembre de 2023, en aplicación del «*Acuerdo sobre Medidas Voluntarias de Suspensión o Extinción de Contratos de Trabajo del Acuerdo Marco de Garantías para Endesa, S.A. y sus filiales eléctricas*», Endesa tiene registrada una provisión por importe de 709 millones de euros (681 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) que afecta a un máximo de 2.396 empleados para los cuales Endesa se ha comprometido a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa (2.625 empleados a 31 de diciembre de 2022).

Durante los ejercicios 2023 y 2022, el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Saldo Inicial		**505**	**740**
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		**202**	**(67)**
Gastos de Personal	31	171	2
Resultados Financieros	34	31	(69)
Traspasos a Corto Plazo y otros		**(180)**	**(168)**
Saldo Final		**527**	**505**

A 31 de diciembre de 2023 el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 182 millones de euros correspondientes a provisiones por el acuerdo de suspensión de contratos (176 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

Obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética

Endesa tiene el compromiso de liderar la Transición Energética y para ello contempla, entre sus líneas de actuación, la necesidad de descarbonización y crecimiento del parque de generación renovable y la digitalización tanto de la red de distribución como de la cartera de clientes y el servicio a los mismos (véase Nota 5.1).

De acuerdo con lo anterior Endesa dotó, en el ejercicio 2020, provisiones para planes de reestructuración de plantilla relacionadas con el Plan de Descarbonización y la Digitalización de Procesos cuyo saldo a 31 de diciembre de 2023 asciende a 363 millones de euros (427 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

Adicionalmente, Endesa ha dotado, en el ejercicio 2023, una provisión por importe de 165 millones de euros en línea con el compromiso con las mejoras en la eficiencia que contempla la salida de un máximo de 201 empleados afectados por la Digitalización de Procesos.

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las provisiones por el acuerdo de suspensión de contratos han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Tipo de Interés	3.14 %	3.57 %
Incremento Futuro Garantía	1.00 %	1.00 %
Incremento Resto de Conceptos	2.57 %	2.78 %
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por suspensión de contratos ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
Hipótesis	**Aumento 50 p.b.**	**Disminución 50 p.b.**	**Aumento 50 p.b.**	**Disminución 50 p.b.**
Tipo de Interés	(11)	11	(10)	12
Garantía y Resto de Conceptos	4	(4)	2	(2)

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

37.3. Otras provisiones

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones		1.712	–	1.796	–
Centrales Nucleares		571	–	581	–
Otras Centrales		1.063	–	1.129	–
Desmantelamiento de Contadores		74	–	81	–
Cierre de Explotaciones Mineras		4	–	5	–
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	5.1 y 15.1	–	917	–	862
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	5.1 y 15.2	–	161	–	81
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales		339	92	371	89
TOTAL		**2.051**	**1.170**	**2.167**	**1.032**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento de esta provisión no corriente y corriente es el siguiente:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Gastos de Explotación		Resultados Financieros (Nota 18.1)	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 10)	Pagos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
		Dotaciones	Reversiones					
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	1.796	26	(40)	50	(70)	(50)	–	1.712
Centrales Nucleares	581	–	–	17	(27)	–	–	571
Otras Centrales	1.129	26	(39)	31	(36)	(49)	1	1.063
Desmantelamiento de Contadores	81	–	(1)	2	(7)	–	(1)	74
Cierre de Explotaciones Mineras	5	–	–	–	–	(1)	–	4
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	862	925	(869)	–	–	–	(1)	917
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	81	157	(77)	–	–	–	–	161
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	460	40	(43)	–	–	(18)	(8)	431
TOTAL	**3.199**	**1.148**	**(1.029)**	**50**	**(70)**	**(68)**	**(9)**	**3.221**

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2021	Gastos de Explotación		Resultados Financieros (Nota 18.1)	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 20)	Pagos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2022
		Dotaciones	Reversiones					
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	2.134	25	(38)	24	(293)	(54)	(2)	1.796
Centrales Nucleares	666	–	–	9	(93)	–	(1)	581
Otras Centrales	1.376	25	(37)	14	(195)	(54)	–	1.129
Desmantelamiento de Contadores	87	–	(1)	1	(5)	–	(1)	81
Cierre de Explotaciones Mineras	5	–	–	–	–	–	–	5
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	329	865	(332)	–	–	–	–	862
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	11	87	(18)	–	–	–	1	81
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	458	137	(64)	–	–	(64)	(7)	460
TOTAL	**2.932**	**1.114**	**(452)**	**24**	**(293)**	**(118)**	**(8)**	**3.199**

Provisión por costes de cierre de las instalaciones

Endesa registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véase Nota 3.2l.5). Dichas provisiones se registran por su valor actualizado.
En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que Endesa deberá hacer frente hasta el momento en el que la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E., (Enresa) se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 3.2b.1).

Provisión para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Esta provisión recoge las obligaciones de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) realizadas durante el ejercicio.

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación eléctrica tienen la obligación de entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior (véase Nota 3.2l.3).

Provisión para cubrir el coste de las garantías de origen y otros certificados ambientales

Esta provisión recoge las obligaciones de entrega de las garantías de origen a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) equivalentes a la energía eléctrica vendida a los consumidores finales generada a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.
Las sociedades de Endesa que garantizan a sus consumidores finales que la electricidad que comercializan ha sido producida a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia, deben redimir antes de los primeros meses del ejercicio siguiente las garantías de origen asociadas que certifiquen el suministro de electricidad a esos clientes (véase Nota 3.2l.4).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

38. OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Fianzas y Depósitos	28.1	465	468
Otras Cuentas a Pagar		113	120
TOTAL	41.2	**578**	**588**

39. OTROS PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES Y CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	No Corriente		Corriente	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Intereses a Pagar de Deuda Financiera	–	–	103	51
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	8	–	1	–
TOTAL	**8**	**–**	**104**	**51**

A 31 de diciembre de 2023 el epígrafe «*Otros Pasivos Financieros No Corrientes*» incluye los importes netos acumulados relativos al ajuste por desviación del precio de mercado relativo a aquellas Instalaciones Tipo (IT) que de acuerdo a la mejor estimación de precios de mercado de la energía van a necesitar percibir Retribución a la Inversión (Rinv) durante su vida útil regulatoria y abandonar el régimen retributivo si tendría consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en él (véase Nota 6).

A 31 de diciembre de 2023 el importe neto acumulado, por desviaciones negativas, no reconocido asciende a 79 millones de euros.

40. ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	41.2 i	**6.242**	**6.219**
Proveedores y otros Acreedores		5.028	4.794
Dividendo a Pagar	30.1.10 y 30.1.12	530	3
Otras Cuentas por Pagar		684	1.422
Pasivos por Impuestos		**661**	**1.108**
Impuesto sobre Sociedades Corriente		215	544
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		101	164
Otros Impuestos		345	400
TOTAL		**6.903**	**7.327**

A 31 de diciembre de 2023 el «*Dividendo a Pagar*» recoge, principalmente, los dividendos correspondientes a Endesa, S.A.:

Millones de Euros

	Notas	Dividendo a Pagar	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
Dividendo a Cuenta	30.1.10	Ejercicio 2023	0,500	529	2 de enero de 2024

A 31 de diciembre de 2023 el importe de la deuda comercial descontada con las entidades financieras para la gestión de pago a proveedores («*confirming*») clasificada en el epígrafe «*Acreedores Comerciales y otras Cuentas por Pagar*» del Estado de Situación Financiera Consolidado asciende a 56 millones de euros (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el ingreso devengado por los contratos de «*confirming*» ha ascendido a un importe inferior a 1 millón de euros.

A 31 de diciembre de 2023, la estimación de las facturas pendientes de recibir por los costes de peajes de electricidad y gas, derivados de la energía suministrada y no facturada ascienden a 132 millones de euros y 96 millones de euros, respectivamente (190 millones de euros y 87 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022) y se incluye en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

40.1. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. *«Deber de información»* de la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificado por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre

A continuación, se incluye la información relativa al grado de cumplimiento por parte de Endesa de los plazos establecidos para el pago a proveedores por operaciones comerciales de acuerdo a la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificada por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre:

Número de Días

	2023	2022
Periodo Medio de Pago a Proveedores	14	9
Ratio de Operaciones Pagadas	13	8
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	76	36

Millones de Euros

	2023	2022
Total Pagos Realizados	13.431	22.232
Total Pagos Pendientes	285	219

Millones de Euros

	2023	2022
Número de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido	319.869	300.873
% sobre Total de Facturas	91,61	85,52
Volumen Monetario de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido	13.156	21.948
% sobre Total Monetario de Pagos a Proveedores	97,56	98,72



41. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación de los instrumentos financieros del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo					
Instrumentos Financieros Derivados	44	879	1.054	1.249	2.533
Otros Activos Financieros	29 y 30	663	1.777	1.160	8.677
Otros Activos	29	386	–	304	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	32	–	4.912	–	5.472
Activos de Contratos con Clientes	27.1	–	4	–	8
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	–	2.106	–	871
TOTAL	41.1	**1.928**	**9.853**	**2.713**	**17.561**
Instrumentos Financieros de Pasivo					
Instrumentos Financieros Derivados	44	544	1.673	2.408	4.990
Deuda Financiera	41.3	9636	4.091	11.704	6.784
Otros Pasivos Financieros	39	8	104	–	51
Otros Pasivos	38	578	–	588	–
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	40	–	6.242	–	6.219
Pasivos de Contratos con Clientes	27.1	4.348	427	4.300	294
TOTAL	41.2	**15.114**	**12.537**	**19.000**	**18.338**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

41.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación de los instrumentos financieros de activo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos Financieros a Coste Amortizado	41.1.1	**1.043**	**8.799**	**1.459**	**15.028**
Otros Activos Financieros	28.1 y 30	657	1.777	1.155	8.677
Otros Activos	31	386	–	304	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	30	–	4.912	–	5.472
Activos de Contratos con Clientes	27.1	–	4	–	8
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	30	–	2.106	–	871
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado		**65**	**358**	**177**	**1.313**
Instrumentos de Patrimonio	28.2	6	–	5	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.1	79	358	172	1.313
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global		**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura	44.1	**800**	**696**	**1.077**	**1.220**
TOTAL		**1.928**	**9.853**	**2.713**	**17.561**

Endesa no ha modificado su modelo de negocio ni se han visto modificadas significativamente las características de los flujos de efectivo contractuales de sus activos financieros por lo que tampoco se ha producido ninguna reclasificación entre las categorías de los mismos.

41.1.1. Activos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los activos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos Financieros a Coste Amortizado					
Otros Activos Financieros		**657**	**1.777**	**1.155**	**8.677**
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	[illegible]	–	–	–	14
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	[illegible]	85	473	–	2.254
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	[illegible]	–	5	–	67
Fianzas y Depósitos	[illegible]	434	–	437	–
Créditos al Personal	[illegible]	80	14	48	11
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	[illegible]	3	68	2	65
Garantías Financieras	[illegible]	47	1.173	668	6.056
Otros Activos Financieros	[illegible]	30	46	22	216
Corrección de Valor	[illegible]	(22)	(2)	(22)	(6)
Otros Activos no Corrientes	[illegible]	**386**	**–**	**304**	**–**
Retribución de la Actividad de Distribución		333	–	279	–
Otros Activos		53	–	25	–
Corrección de Valor	[illegible]	–	–	–	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	[illegible]	**–**	**4.912**	**–**	**5.472**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		–	4.609	–	4.817
Otros Deudores		–	895	–	1.129
Retribución de la Actividad de Distribución		–	283	–	231
Otros		–	612	–	898
Corrección de Valor	[illegible]	–	(592)	–	(474)
Activos de Contratos con Clientes	[illegible]	**–**	**4**	**–**	**8**
Activos de Contratos con Clientes		–	6	–	10
Corrección de Valor	[illegible]	–	(2)	–	(2)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	[illegible]	**–**	**2.106**	**–**	**871**
TOTAL		**1.043**	**8.799**	**1.459**	**15.028**

El valor razonable de estos activos financieros no difiere sustancialmente del valor contabilizado en libros.

41.1.2. Activos financieros a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, dentro de esta categoría se incluyen los instrumentos de patrimonio que corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 6 millones de euros y 5 millones de euros, respectivamente. El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

Asimismo, en esta categoría se incluyen los derivados no designados contablemente como cobertura cuya información se detalla en la Nota 44.2.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

41.1.3. Corrección de valor

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de las pérdidas esperadas reconocidas para los activos financieros valorados a su coste amortizado en función del enfoque general o simplificado, es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023				31 de diciembre de 2022			
		Promedio Ponderado de las Tasas de Pérdidas Esperadas	Saldo Bruto	Corrección de Valor por Pérdidas Esperadas	Saldo Neto	Promedio Ponderado de las Tasas de Pérdidas Esperadas	Saldo Bruto	Corrección de Valor por Pérdidas Esperadas	Saldo Neto
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	10	**10,8 %**	**5.504**	**592**	**4.912**	**8,0 %**	**5.946**	**474**	**5.472**
Corrientes no Vencidos		**1,9 %**	**4.250**	**80**	**4.170**	**0,6 %**	**4.991**	**32**	**4.959**
Vencidos:		**40,8 %**	**1.254**	**512**	**742**	**46,3 %**	**955**	**442**	**513**
Con Antigüedad de 1 a 30 días		6,1 %	82	5	77	2,4 %	82	2	80
Con Antigüedad de 31 a 60 días		6,9 %	87	6	81	7,9 %	89	7	82
Con Antigüedad de 61 a 90 días		7,0 %	114	8	106	11,9 %	109	13	96
Con Antigüedad de 91 a 120 días		13,5 %	89	12	77	20,0 %	85	17	68
Con Antigüedad de 121 a 150 días		51,9 %	52	27	25	26,8 %	41	11	30
Con Antigüedad de 151 a 180 días		60,9 %	46	28	18	26,8 %	41	11	30
Con Antigüedad Mayor a 180 días		54,3 %	784	426	358	75,0 %	508	381	127
Activos de Contratos con Clientes	27.1	**33,3 %**	**6**	**2**	**4**	**20,0 %**	**10**	**2**	**8**
Otros Activos Financieros No Corrientes	24.1	**3,2 %**	**679**	**22**	**657**	**1,9 %**	**1.177**	**22**	**1.155**
Otros Activos Financieros Corrientes	30	**0,1 %**	**1.779**	**2**	**1.777**	**0,1 %**	**8.683**	**6**	**8.677**
Otros Activos No Corrientes	29	**0,0 %**	**386**	**–**	**386**	**0,0 %**	**304**	**–**	**304**
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	**0,0 %**	**2.106**		**2.106**	**0,0 %**	**871**		**871**
TOTAL			**10.460**	**618**	**9.842**		**16.991**	**504**	**16.487**

Clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores*» ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Saldo Inicial		**474**	**463**
Dotaciones	8.2, 10.2 y 41.5	264	163
Aplicaciones		(146)	(152)
Saldo Final	10	**592**	**474**

Durante el ejercicio 2023, se ha registrado una mayor dotación de pérdidas por deterioro procedentes de contratos con clientes, por importe de 101 millones de euros. Para analizar la evolución de este epígrafe hay que tener en consideración los siguientes aspectos:

Negocio	Importe	
Generación y Comercialización	▲ 129 millones de euros	• Registro de mayores dotaciones de provisión como consecuencia del empeoramiento en los cobros de clientes residenciales y de clientes «*Business to Business*» (B2B).
Distribución	▼ 28 millones de euros	• En el ejercicio 2023 se ha normalizado el comportamiento de pago de las pequeñas compañías comercializadoras de energía el cual empeoró sustancialmente durante el ejercicio 2022 como consecuencia de la crisis energética derivada del conflicto Rusia-Ucrania

Activos de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Activos de Contratos con Clientes*» (véase Nota 27.1) ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Saldo Inicial		**2**	**1**
Dotaciones		—	1
Aplicaciones		—	—
Saldo Final	27.1	**2**	**2**

Otros activos financieros no corrientes y corrientes

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Otros Activos Financieros no Corrientes y Corrientes*» (véanse Notas 28 y 30) ha sido el siguiente:

Millones de Euros

		2023		2022	
	Notas	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes
Saldo Inicial		**22**	**6**	**21**	**2**
Dotaciones	9.2, 10.2, 30.1 y 30.3	—	—	1	5
Aplicaciones	10.2 y 30.1	—	(4)	—	(1)
Saldo Final		**22**	**2**	**22**	**6**

Otros activos no corrientes

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se ha registrado ningún movimiento en el epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Otros Activos no Corrientes*».

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

41.1.4. Compromisos de instrumentos financieros de activo

A 31 de diciembre de 2023 Endesa no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

41.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos Financieros a Coste Amortizado	41.2.1	**14.556**	**10.864**	**16.578**	**13.348**
Deuda Financiera	41.3	9.622	4.091	11.690	6.784
Otros Pasivos Financieros	39	8	104	–	51
Otros Pasivos	38	578	–	588	–
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	40	–	6.242	–	6.219
Pasivos de Contratos con Clientes	27.2	4.348	427	4.300	294
Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado		**117**	**519**	**330**	**2.556**
Deuda Financiera[1]	41.3	14	–	14	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.2	103	519	316	2.556
Derivados de Cobertura	44.1	**441**	**1.154**	**2.092**	**2.434**
TOTAL		**15.114**	**12.537**	**19.000**	**18.338**

[1] Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacentes de una cobertura de valor razonable y se valoran a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

41.2.1. Pasivos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los pasivos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables	41.3	–	–	–	4.968
Deudas con Entidades de Crédito	41.3	5.302	744	5.805	981
Otras Deudas Financieras	41.3	4.320	3.347	5.885	815
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	40	–	6.242	–	6.219
Pasivos de Contratos con Clientes	27.2	4.348	427	4.300	294
Otros Pasivos Financieros	39	8	104	–	51
Otros Pasivos	38	578	–	588	–
TOTAL		**14.556**	**10.864**	**16.578**	**13.348**

41.3. Deuda financiera

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la composición de los epígrafes de «*Deuda Financiera no Corriente*» y «*Deuda Financiera Corriente*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023				
			Valor Contable			
	Notas	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	Valor Razonable
Obligaciones y otros Valores Negociables		12	14	—	14	14
Deudas con Entidades de Crédito		6.095	5.302	744	6.046	6.089
Otras Deudas Financieras		7.673	4.320	3.347	7.667	7.795
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	25	868	784	84	868	868
Otros		6.805	3.536	3.263	6.799	6.927
TOTAL[1]		**13.780**	**9.636**	**4.091**	**13.727**	**13.898**

[1] Correspondiente a financiación sostenible en un 67 %.

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022				
			Valor Contable			
	Notas	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	Valor Razonable
Obligaciones y otros Valores Negociables		5.012	14	4.988	5.002	5.007
Deudas con Entidades de Crédito		6.876	5.805	981	6.786	6.721
Otras Deudas Financieras		6.700	5.885	815	6.700	6.611
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	25	844	756	88	844	844
Otros		5.856	5.129	727	5.856	5.767
TOTAL[1]		**18.588**	**11.704**	**6.784**	**18.488**	**18.339**

[1] Correspondiente a financiación sostenible en un 64 %.



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el desglose del valor nominal de la deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros

	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2023	Valor Razonable	Valor Nominal		Vencimientos					Total Valor Nominal
				Corriente	No Corriente	2025	2026	2027	2028	Siguientes	
Obligaciones y otros Valores Negociables		**14**	**14**	**–**	**12**	**–**	**–**	**–**	**–**	**12**	**12**
Tipo de Interés Fijo	2031	14	14	–	12	–	–	–	–	12	12
Deudas con Entidades de Crédito		**6.046**	**6.089**	**761**	**5.334**	**533**	**460**	**952**	**1.838**	**1.551**	**6.095**
Tipo Fijo	2028	2.254	2.279	500	1.799	–	200	675	924	–	2.299
Tipo de Interés Variable	2037	3.792	3.810	261	3.535	533	260	277	914	1.551	3.796
Otras Deudas Financieras		**7.667**	**7.795**	**3.347**	**4.326**	**86**	**82**	**1.727**	**1.943**	**488**	**7.673**
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
Tipo de Interés Fijo	2080	868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
Otras Deudas Financieras		6.799	6.927	3.263	3.542	6	1	1.656	1.876	3	6.805
Tipo de Interés Fijo	2040	6.525	6.653	3.001	3.530	–	1	1.650	1.876	3	6.531
Tipo de Interés Variable	2027	274	274	262	12	6	–	6	–	–	274
TOTAL		**13.727**	**13.898**	**4.108**	**9.672**	**619**	**542**	**2.679**	**3.781**	**2.051**	**13.780**

Millones de Euros

	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2022	Valor Razonable	Valor Nominal		Vencimientos					Total Valor Nominal
				Corriente	No Corriente	2024	2025	2026	2027	Siguientes	
Obligaciones y otros Valores Negociables		**5.002**	**5.007**	**5.000**	**12**	**–**	**–**	**–**	**–**	**12**	**5.012**
Tipo de Interés Fijo	2031	14	14	–	12	–	–	–	–	12	12
Tipo de Interés Variable	2023	4.988	4.993	5.000	–	–	–	–	–	–	5.000
Deudas con Entidades de Crédito		**6.786**	**6.721**	**981**	**5.895**	**2.290**	**239**	**451**	**922**	**1.993**	**6.876**
Tipo Fijo	2028	1.674	1.527	–	1.674	500	–	200	675	299	1.674
Tipo de Interés Variable	2038	5.112	5.194	981	4.221	1.790	239	251	247	1.694	5.202
Otras Deudas Financieras		**6.700**	**6.611**	**815**	**5.885**	**3.075**	**531**	**76**	**1.733**	**470**	**6.700**
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		844	844	88	756	74	74	76	65	467	844
Tipo de Interés Fijo	2080	844	844	88	756	74	74	76	65	467	844
Otras Deudas Financieras		5.856	5.767	727	5.129	3.001	457	–	1.668	3	5.856
Tipo de Interés Fijo	2040	4.657	4.567	1	4.656	3.001	1	–	1.651	3	4.657
Tipo de Interés Variable	2027	1.199	1.200	726	473	–	456	–	17	–	1.199
TOTAL		**18.488**	**18.339**	**6.796**	**11.792**	**5.365**	**770**	**527**	**2.655**	**2.475**	**18.588**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el desglose de la deuda financiera bruta antes de derivados, por monedas, y el efecto sobre la misma por las coberturas de tipo de cambio, es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023							
	Estructura Inicial de la Deuda				Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total	Efectos de la Cobertura de la Deuda	Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio (%)	Tipo de Interés Efectivo (%)
Euro	13.586	13.639	99,0	–	13.586	99,0	3,2	3,2
Dólar Estadounidense (USD)	141	141	1,0	–	141	1,0	2,9	2,9
TOTAL	**13.727**	**13.780**	**100,0**	**–**	**13.727**	**100,0**	**3,2**	**3,2**

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022							
	Estructura Inicial de la Deuda				Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total	Efectos de la Cobertura de la Deuda	Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio (%)	Tipo de Interés Efectivo (%)
Euro	18.307	18.407	99,0	–	18.307	99,0	1,4	1,4
Dólar Estadounidense (USD)	181	181	1,0	–	181	1,0	2,9	2,9
TOTAL	**18.488**	**18.588**	**100,0**	**–**	**18.488**	**100,0**	**1,4**	**1,4**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, es el siguiente:

Millones de Euros

		No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		
	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022	Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 46.3)	Nueva Financiación (Nota 46.3)	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023
Obligaciones y otros Valores Negociables	12	–	–	–	–	12
Deudas con Entidades de Crédito	5.895	–	(1.275)	(702)	1.416	5.334
Otras Deudas Financieras	5.885	120	(3.086)	(468)	1.875	4.326
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	756	120	(92)	–	–	784
Otras	5.129	–	(2.994)	(468)	1.875	3.542
TOTAL	**11.792**	**120**	**(4.361)**	**(1.170)**	**3.291**	**9.672**

Millones de Euros

		No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		
	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2021	Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 46.3)	Nueva Financiación (Nota 46.3)	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022
Obligaciones y otros Valores Negociables	12	–	–	–	–	12
Deudas con Entidades de Crédito	3.311	–	791	(4)	1.797	5.895
Otras Deudas Financieras	3.885	22	(130)	(5)	2.113	5.885
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	861	22	(127)	–	–	756
Otras	3.024	–	(3)	(5)	2.113	5.129
TOTAL	**7.208**	**22**	**661**	**(9)**	**3.910**	**11.792**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera corriente, es el siguiente:

Millones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023
		Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones	Nueva Financiación	
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.988	–	–	(17.611)	12.623	–
Deudas con Entidades de Crédito	981	–	1.277	(1.498)	1	761
Otras Deudas Financieras	815	9	3.089	(801)	235	3.347
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	88	9	86	(99)	–	84
Otras	727	–	3.003	(702)	235	3.263
TOTAL	**6.784**	**9**	**4.366**	**(19.910)**	**12.859**	**4.108**

Millones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2021	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022
		Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones	Nueva Financiación	
Obligaciones y otros Valores Negociables	2.915	–	1	(29.812)	31.884	4.988
Deudas con Entidades de Crédito	134	–	(786)	(1.369)	3.002	981
Otras Deudas Financieras	116	1	95	(124)	727	815
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	82	1	92	(87)	–	88
Otras	34	–	3	(37)	727	727
TOTAL	**3.165**	**1**	**(690)**	**(31.305)**	**35.613**	**6.784**

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta en el ejercicio 2023 ha sido del 3,2 % (1,4 % en el ejercicio 2022) (véase Nota 3.2b.1).

41.4. Otros aspectos

41.4.1. Liquidez

A 31 de diciembre de 2023 la liquidez de Endesa asciende a 10.027 millones de euros (9.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) y presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros

	Notas	Liquidez	
		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	2.106	871
Disponible Incondicional en Líneas de Crédito y Préstamos [1]	42.4	7.921	8.314
TOTAL		**10.027**	**9.185**

[1] A 31 de diciembre de 2023 y 2022, 3.525 millones de euros y 4.950 millones de euros, respectivamente, corresponden a las líneas de crédito comprometidas e irrevocables disponibles con Enel Finance International, N.V.

A 31 de diciembre de 2023 Endesa mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 2.117 millones de euros. El importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que Endesa pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones, realizar sus activos y liquidar sus pasivos por los importes que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 42.4).

41.4.2. Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2023 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

- Endesa ha registrado un nuevo programa de emisiones de pagarés denominado «*Endesa, S.A. SDG 13 Euro Commercial Paper Programme*» (ECP) por importe de 5.000 millones de euros sin saldo vivo nominal a 31 de diciembre de 2023. Este Programa incorpora objetivos de Sostenibilidad, en línea con el Plan Estratégico.
- Se han formalizado las siguientes operaciones financieras, incorporando en su mayoría objetivos de Sostenibilidad (véase Nota 5.1):

Millones de Euros

Operaciones	Contraparte	Fecha de Firma	Fecha de Vencimiento	Importe
Préstamo[(a)(c)]	Banco Europeo de Inversiones	17 de enero de 2023	2038	250
Préstamo[(b)]	Caixabank, S.A.	24 de marzo de 2023	3 de mayo de 2028	425
Préstamo[(b)]	Kutxabank, S.A.	24 de marzo de 2023	4 de mayo de 2028	75
Préstamo[(b)]	BNP Paribas	24 de marzo de 2023	5 de mayo de 2028	125
Préstamo[(b)]	Enel Finance International N.V.	4 de mayo de 2023	4 de mayo de 2028	1.875
Préstamo[(d)(e)]	Club Deal	29 de mayo de 2023	30 de noviembre de 2025	300
Préstamo[(a)(c)]	Banco Europeo de Inversiones	28 de junio de 2023	2038	200
Préstamo[(a)]	Instituto de Crédito Oficial	28 de junio de 2023	28 de junio de 2035	300
Préstamo[(b)]	Banco de Sabadell, S.A.	7 de noviembre de 2023	31 de octubre de 2028	250
Préstamo[(a)(c)]	Caixabank, S.A.	21 de diciembre de 2023	21 de diciembre de 2028	400
Línea de Crédito[(a)]	BNP Paribas	24 de marzo de 2023	24 de marzo de 2026	125
Línea de Crédito[(a)]	Intesa San Paolo, S.P.A.	31 de marzo de 2023	31 de marzo de 2026	250
Línea de Crédito[(a)]	Enel Finance International N.V.	4 de mayo de 2023	4 de mayo de 2026	1.125
Línea de Crédito[(d)(e)]	Club Deal	29 de mayo de 2023	30 de noviembre de 2025	250
Línea de Crédito	Industrial and Commercial Bank of China	7 de noviembre de 2023	7 de noviembre de 2027	120
Línea de Crédito[(a)(b)]	BNP Paribas	15 de diciembre de 2023	15 de diciembre de 2027	200
Línea de Crédito[(a)(b)]	Intesa San Paolo, S.P.A.	19 de diciembre de 2023	19 de diciembre de 2027	300
Línea de Crédito[(a)(b)]	Deutsche Bank, S.A.	19 de diciembre de 2023	19 de diciembre de 2027	125
Línea de Crédito[(a)(b)]	Banco Santander, S.A.	20 de diciembre de 2023	20 de diciembre de 2027	525
Línea de Crédito[(a)]	Caixabank, S.A.	21 de diciembre de 2023	21 de diciembre de 2027	250
TOTAL				**7.470**

[(a)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas al objetivo establecido en el Plan Estratégico de reducir las emisiones específicas de Alcance 1 de dióxido de carbono (CO_2) en 2024.
[(b)] Corresponde a préstamos no desembolsados a 31 de diciembre de 2023.
[(c)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas objetivos de Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental según los criterios establecidos en el artículo 3 del Reglamento sobre Taxonomía de la Unión Europea para el periodo 2023-2025.
[(d)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas a objetivos de Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental según los criterios establecidos en el artículo 3 del Reglamento sobre Taxonomía de la Unión Europea en 2023.
[(e)] Renovación de préstamos y líneas de crédito existentes.
[(f)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas al objetivo establecido en el Plan Estratégico de reducir las emisiones específicas de Alcance 1 de dióxido de carbono (CO_2) en 2025.
[(g)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas a objetivos de Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental en función de la proporción de Inversiones alineada con la Taxonomía de la Unión Europea para el periodo 2024-2026.
[(h)] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas a objetivos de Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental en función de la proporción de Inversiones alineada con la Taxonomía de la Unión Europea para el periodo 2024-2025.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

41.4.3. Estipulaciones financieras

Determinadas sociedades filiales de Endesa, están sujetas al cumplimiento de ciertas obligaciones estipuladas en sus contratos de financiación («covenants»), habituales en contratos de esta naturaleza.

A 31 de diciembre de 2023 ni Endesa, S.A. ni ninguna de sus filiales se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores de Endesa consideran que la existencia de estas cláusulas no modifica la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2023.

Endesa, S.A.

Endesa, S.A., que centraliza la práctica totalidad de la financiación de la actividad de Endesa, no tiene en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

En el caso de las emisiones de bonos vivos de Endesa, S.A. (12 millones de euros a 31 de diciembre de 2023), éstas contienen:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado («*cross-default*») bajo las que dicha deuda deberá ser prepagada en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de Endesa, S.A.

Por otra parte, los compromisos de las emisiones de bonos vivas de Endesa, S.A. y la financiación bancaria formalizada por Endesa, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

- Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías («*negative pledge*») donde Endesa, S.A. no puede emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos (por encima de cierto importe) para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías equivalentes sean emitidas en favor del resto de deudores.
- Cláusulas de «*pari passu*», bajo las que los bonos y la financiación bancaria quedan al mismo nivel de prelación que otras deudas no garantizadas ni subordinadas presentes y futuras emitidas por Endesa, S.A.

Adicionalmente, las estipulaciones financieras que contiene la deuda financiera de Endesa, S.A. más significativas son las siguientes:

Millones de Euros

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones	Deuda Nominal 31 de diciembre de 2023	Deuda Nominal 31 de diciembre de 2022
Relacionadas con la Calificación Crediticia	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)	Garantías Adicionales o Renegociación en Supuestos de Reducción de la Calificación Crediticia	2.689	2.554
Relacionadas con el Cambio de Control	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y Enel Finance International N.V.	Susceptibles de Amortización Anticipada en caso de Cambio de Control en Endesa, S.A.	9.214[1]	7.654[1]
Relacionadas con la Cesión de Activos	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y otras Entidades Financieras	Restricciones si se supera un Porcentaje entre el 7 % y el 10 % sobre los Activos Consolidados de Endesa [2]	6.013	6.178
Relacionadas con la Sostenibilidad	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y otras Entidades Financieras	Condiciones crediticias ligadas a objetivos de Sostenibilidad como pueden ser la reducción de ciertos niveles de emisión de dióxido de carbono (CO_2) a determinadas fechas, o alcanzar un ratio de capacidad instalada neta peninsular con fuentes renovables en ciertos plazos, o en función de la proporción de las Inversiones según Taxonomía Europea para distintos periodos [3]	7.912	10.298

[1] A 31 de diciembre de 2023 el importe formalizado asciende a 13.189 millones de euros (12.604 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).
[2] Por encima de dichos porcentajes las restricciones sólo aplicarían, con carácter general, si no se recibiera contraprestación equivalente o si la solvencia de Endesa, S.A. se viera afectada negativa y significativamente.
[3] El incumplimiento de dichas estipulaciones implica, únicamente, la modificación de sus condiciones de financiación.

Filiales del negocio de renovables

A 31 de diciembre de 2023 determinadas filiales de renovables de Endesa financiadas a través de «*project finance*» mantienen deuda financiera por importe de 39 millones de euros que incluye las siguientes cláusulas (70 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véanse Notas 20.4, 35.1.13 y 48):

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones
Relacionadas con el Cambio de Control	Operaciones de Préstamos suscritas para la Financiación de Proyectos y Derivados asociados [1]	Susceptibles de Amortización Anticipada en caso de Cambio de Control Accionarial.
Relacionadas con el Cumplimiento de las Obligaciones	Operaciones de Préstamos suscritas para la Financiación de Proyectos.	Prenda de acciones dadas en garantía del cumplimiento de las obligaciones marcadas por contrato a favor de las entidades financieras acreedoras [2].
Relacionadas con la Distribución de Resultados a los Accionistas		Restricciones sujetas al cumplimiento determinadas condiciones.
Relacionadas con la Venta de Activos		Restricciones consistentes en la obtención de autorización de la mayoría de los prestamistas, y en algunos casos, destinar el importe de la venta a la amortización de su deuda.
Relacionadas con la Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda		Obligación de dotar una Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda (véase Nota 33).

[1] Con valor de mercado neto positivo de 1 millón de euros (positivo de 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).
[2] Por el importe de la deuda financiera viva.

Adicionalmente, dichas filiales de renovables están obligadas al cumplimiento de determinados Ratios de Cobertura Anual del Servicio de la Deuda (RCASD). En lo referente a los mismos, a 31 de diciembre de 2023 no existe incumplimiento de dichos ratios.

41.4.4. Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el importe estimado de los intereses de la deuda financiera bruta, considerando los tipos de interés vigentes en esas fechas hasta el vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros

		Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2023					
Instrumento	**Total**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Obligaciones y otros Valores Negociables	6	1	1	1	1	1	1
Deudas con Entidades de Crédito	1.039	203	187	165	147	94	243
Otras Deudas Financieras	909	228	150	146	121	54	210
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	374	40	36	33	29	26	210
Otras	535	188	114	113	92	28	–
TOTAL	**1.954**	**432**	**338**	**312**	**269**	**149**	**454**

Millones de Euros

		Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2022					
Instrumento	**Total**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Siguientes**
Obligaciones y otros Valores Negociables	31	24	1	1	1	1	3
Deudas con Entidades de Crédito	511	92	85	69	65	51	149
Otras Deudas Financieras	570	156	138	61	58	34	123
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	260	33	30	28	25	22	122
Otras	310	123	108	33	33	12	1
TOTAL	**1.112**	**272**	**224**	**131**	**124**	**86**	**275**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

41.5. Pérdidas y ganancias por categorías de activos y pasivos financieros

41.5.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el importe de los beneficios y pérdidas netas por categorías de activos y pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros

	2023		2022	
	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Activos Financieros a Coste Amortizado [1]	(264)	–	(168)	–
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado [2]	2.097	–	5.988	–
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global	–	–	–	–
Derivados de Cobertura [3]	1.241	3.909	3.604	(2.207)
TOTAL	**3.074**	**3.909**	**9.424**	**(2.207)**

[1] Corresponde a pérdidas netas de deterioro pendientes de cobrar (véanse Notas 15.2 y 16.1).
[2] Corresponde a ingresos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véanse Notas 9, 10.1, 10.3, 11 y 16.2).
[3] Corresponde a ingresos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véanse Notas 11 y 16.2).

41.5.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros

	2023		2022	
	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Pasivos Financieros a Coste Amortizado [1]	(506)	–	(246)	–
Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado [2]	(3.532)	–	(6.583)	–
Derivados de Cobertura [3]	(2.851)	–	(5.157)	–
TOTAL	**(6.888)**	**–**	**(11.986)**	**–**

[1] Corresponde a gastos financieros por deuda (véase Nota 16.1).
[2] Corresponde a gastos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véanse Notas 9, 10.1, 10.3, 11 y 16.2).
[3] Corresponde a gastos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véanse Notas 11 y 16.2).

42. CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

La actividad de Endesa, S.A. y sus Sociedades Dependientes se lleva a cabo en un entorno en el que existen riesgos financieros que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos, siendo por tanto necesario gestionar y controlar la exposición a los mismos. La información adicional sobre los principales riesgos e incertidumbres asociados a la actividad de Endesa se describe en el Apartado 6.4 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023.

En particular, la Política General de Control y Gestión de Riesgos y el Sistema de Control y Gestión de Riesgos (SCIGR) permiten la identificación, medición y control de los distintos tipos de riesgo financiero a los que está expuesta Endesa (véase Apartado 6.1 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023) que se describen a continuación.

42.1. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipo de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda financiera que permita minimizar el coste de la deuda financiera en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en el Estado del Resultado Consolidado, mediante la diversificación de la naturaleza de los activos y pasivos financieros y la modificación del perfil de exposición al riesgo de los mismos a través de la contratación de derivados.

El objetivo de reducir el importe de la deuda financiera sujeta a variaciones en los tipos de interés se consigue mediante la contratación de operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados de tipo de interés. En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excederá a la del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compense con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la estructura de riesgo de tipo de interés, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

Millones de Euros

	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	9.771	9.734	7.189	7.080
Tipo de Interés Variable	630	671	3.704	3.789
TOTAL	**10.401**	**10.405**	**10.893**	**10.869**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de Endesa es, fundamentalmente, Euribor.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del valor nocional de los derivados por tipo de interés es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	Nocional Neto	
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**2023**	**2022**
Permutas de Tipo Interés		
Permutas de Tipo Interés Fijo a Variable	1.256	1.190
Permutas de Tipo Interés Variable a Fijo	1.187	1.187
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**2.443**	**2.377**

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado de la variación en el tipo de interés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Variación de Puntos Básicos	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global Consolidado**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global Consolidado**
Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados					
Aumento del Tipo de Interés	+25	16	–	24	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	(16)	–	(24)	–
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Valor Razonable					
Aumento del Tipo de Interés	+25	(6)	–	(9)	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	6	–	9	–
De Flujos de Efectivo					
Aumento del Tipo de Interés	+25	–	14	–	12
Reducción del Tipo de Interés	-25	–	(14)	–	(12)
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Aumento del Tipo de Interés	+25	–	–	–	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	–	–	–	–

42.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipo de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las transacciones para la adquisición de materias primas energéticas (especialmente gas natural) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas suelen estar denominados en dólares estadounidenses (USD). De igual forma Endesa incurre en este riesgo en la gestión de deuda financiera denominada en moneda extranjera, aprovisionamientos, pagos de primas de seguros, contratos de mantenimiento de centrales y dividendos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, Endesa ha contratado permutas financieras de divisa y seguros de cambio, entre otros, y también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excede del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compensa con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del valor nocional de los derivados por tipo de cambio es el siguiente:

Millones de Euros

	Nocional Neto	
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	**2023**	**2022**
Contratos de Divisa de Materias Energéticas		
Contratos a Plazo/ Futuros	3.018	3.249
Otros Contratos		
Contratos a Plazo / Futuros	534	42
Total Contratos a Plazo / Futuros	**3.552**	**3.291**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	**3.552**	**3.291**

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado de la evolución del tipo de cambio del euro con el dólar estadounidense (USD), manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Variación Porcentual	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global Consolidado**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global Consolidado**
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Flujos de Caja					
Depreciación del Euro	10 %	–	304	–	299
Apreciación del Euro	10 %	–	(249)	–	(245)
De Valor Razonable					
Depreciación del Euro	10 %	–	–	–	–
Apreciación del Euro	10 %	–	–	–	–
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Depreciación del Euro	10 %	(6)	–	5	–
Apreciación del Euro	10 %	5	–	(4)	–

42.3. Riesgo de precio de materias energéticas

La Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de las materias energéticas, incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y las garantías de origen, fundamentalmente a través de:

- Compras de materias energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de materias energéticas se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo como medida del equilibrio entre retorno esperado y riesgo asumido. Estos límites están basados en los resultados esperados en base a un intervalo de confianza del 95 %. Las posiciones de cartera industrial se revisan mensualmente en base al Beneficio en Riesgo, y la cartera de negociación se revisa diariamente en base al Valor en Riesgo.

Adicionalmente, se realizan análisis particulares, desde la perspectiva de riesgos, del impacto de determinadas operaciones consideradas como relevantes en el perfil de riesgos de Endesa y en el cumplimiento de los límites fijados.

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos.
En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de las diferentes materias energéticas se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados.
En la siguiente tabla se expone el valor nocional de las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2023 y a 31 de diciembre de 2022, clasificadas por tipología de instrumento:

Millones de Euros

	Nocional	
DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**2023**	**2022**
Permutas Financieras	6.870	9.176
Contratos a Plazo/ Futuros	5.488	8.941
Opciones	741	268
TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**13.099**	**18.385**

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado sobre el valor de los derivados de materias energéticas existentes que produciría una variación en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**Variación de Precio de Materias Energéticas**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global**	**Variación de Precio de Materias Energéticas [1]**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global**
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	15 %	–	(198)	20 %	–	(259)
	-15 %	–	198	-20 %	–	252
Derivados de Electricidad	15 %	–	284	20 %	–	202
	-15 %	–	(284)	-20 %	–	(216)
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	15 %	–	(127)	20 %	–	(88)
	-15 %	–	127	-20 %	–	85

[1] Modificación realizada tras el análisis de los precios de las materias primas considerando la incertidumbre de la crisis energética acontecida en el ejercicio 2022.

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**Variación de Precio de Materias Energéticas**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global**	**Variación de Precio de Materias Energéticas [1]**	**Estado del Resultado Consolidado**	**Estado de Otro Resultado Global**
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	15 %	4	–	20 %	(108)	–
	-15 %	(4)	–	-20 %	114	–
Derivados de Electricidad	15 %	(7)	–	20 %	4	–
	-15 %	7	–	-20 %	(6)	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	15 %	–	–	20 %	8	–
	-15 %	–	–	-20 %	(8)	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	15 %	–	–	20 %	–	–
	-15 %	–	–	-20 %	–	–

[1] Modificación realizada tras el análisis de los precios de las materias primas considerando la incertidumbre de la crisis energética acontecida en el ejercicio 2022.

42.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros que son liquidadas mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. Los objetivos de la gestión del riesgo de liquidez son garantizar un nivel de liquidez minimizando el coste de oportunidad, y mantener una estructura de deuda financiera en base a los vencimientos y fuentes de financiación. En el corto plazo, el riesgo de liquidez es mitigado mediante el mantenimiento de un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo efectivo y depósitos a corto plazo, líneas de crédito disponibles y una cartera de activos muy líquidos.
Endesa mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas, tanto con entidades bancarias como con sociedades del Grupo Enel, e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.
Las necesidades previstas antes mencionadas incluyen vencimientos de deuda financiera. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de la deuda financiera e instrumentos financieros derivados, véanse las Notas 41.3 y 44, respectivamente.
La función de tesorería está centralizada en Endesa, S.A. y Endesa Financiación Filiales, S.A.U., realizándose previsiones de tesorería al objeto de asegurar que se dispone del efectivo suficiente para satisfacer las necesidades operativas, manteniéndose niveles suficientes de disponibilidad en sus préstamos y líneas de crédito.
La posición de liquidez de Endesa a 31 de diciembre de 2023 se describe en la Nota 41.4.1.
Endesa cuenta con una situación financiera sólida y líneas de crédito incondicionales contratadas con entidades de primer nivel disponibles por importes significativos.
No obstante, con el objetivo de reforzar su posición de liquidez y asegurar la continuidad de la actividad empresarial, Endesa ha formalizado una serie de operaciones financieras (véase Nota 41.4.2).
La información relativa al desglose del valor nominal de la deuda financiera de Endesa por vencimientos se detalla en la Nota 41.3.

42.5. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se genera cuando una contraparte no cumple sus obligaciones establecidas en un contrato financiero o comercial dando lugar a una pérdida financiera. Endesa está expuesta al riesgo de crédito derivado de sus actividades operativas y financieras, incluyendo derivados, depósitos en entidades financieras, transacciones en moneda extranjera y otros instrumentos financieros.
Endesa realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito de sus contrapartes de «*commodities*», financieras y comerciales. En un contexto inflacionista, de fuerte subida de los tipos de interés, la exposición a «*default*» se ha elevado considerablemente con las contrapartes comerciales, si bien la gestión de cobro realizada por la Compañía ha permitido moderar la evolución de la deuda vencida (véase Nota 5.2).
Las variaciones no esperadas en la calidad crediticia de una contraparte tienen un impacto en la posición del acreedor en términos de solvencia (riesgo de incumplimiento) o por cambios en su valor de mercado (riesgo de diferencial).
Endesa realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito y toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

	Precauciones Adicionales
Seguimiento del Riesgo de Crédito	• Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
	• Establecimiento de cláusulas contractuales y solicitud de garantías, petición de avales o contratación de seguros en los casos que así lo requieran.
	• Seguimiento exhaustivo de niveles de exposición a las contrapartes.
	• Diversificación de contrapartes.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, éste es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente (véase Nota 32).
A 31 de diciembre de 2023, la deuda vencida de clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores asciende a 1.254 millones de euros, lo que representa 21,2 días de facturación equivalente (955 millones de euros y 12,0 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de riesgo que sigue Endesa son las siguientes:

	Políticas de Riesgo de Endesa
Riesgo de Crédito de los Activos con Carácter Financiero	• Endesa y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería en contrapartidas de primer nivel en los mercados en los que operan. A 31 de diciembre de 2023, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo Enel asciende a 300 millones de euros (225 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).
	• La contratación de derivados de riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio se realiza con entidades de elevada solvencia de manera que, a 31 de diciembre de 2023, el 96 % de la exposición total de las operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-» (81 % a 31 de diciembre de 2022).
	• El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre materias energéticas es limitado. A 31 de diciembre de 2023, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de materias energéticas resulta inferior a 520 millones de euros (inferior a 1.695 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).
	• A 31 de diciembre de 2023 el riesgo máximo acumulado por contraparte de los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio y los derivados sobre materias energéticas asciende a 538 millones de euros, y ninguna contraparte acumula más del 31 % del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (545 millones de euros y 30 % del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Business to Business (B2B)	237	218
Contrapartes en los Mercados de Materias Energéticas	148	366
TOTAL	**385**	**584**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas por importe significativo.

Análisis del riesgo por contraparte

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle de la calificación crediticia de los instrumentos financieros de activo corrientes y no corrientes no vencidos, que no pertenecen a la categoría de clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores, es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	**2.106**	**871**
A+		501	103
A		487	203
A-		404	60
BBB+		215	104
BBB		389	323
BBB-		110	74
Contraparte Sin Calificación Crediticia		–	4
Instrumentos de Patrimonio	41.1.f	**6**	**5**
A-		3	1
BBB+		–	1
Contraparte Sin Calificación Crediticia		3	3
Instrumentos Financieros Derivados	44	**1.933**	**3.782**
AAA		505	909
AA-		10	18
A+		10	30
A		306	802
A-		207	144
BBB+		57	90
BBB		7	8
BBB-		87	50
BB+		16	756
BB		413	264
BB-		29	100
B+		1	–
B		–	5
B-		87	254
CCC+		1	1
CCC-		21	224
CC		175	127
D		1	–
Garantías Financieras Registradas en Activo	41.1.g	**1.220**	**6.724**
AAA		1.201	6.353
A		–	352
Contraparte Sin Calificación Crediticia		19	19
Activos Financieros [1]		**1.214**	**3.108**
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	9 y 41.1.i	–	14
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	9 y 41.1.i	558	2.254
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	9 y 41.1.i	5	67
Fianzas y Depósitos	41.1.i	434	437
Créditos al Personal	41.1.i	94	59
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	41.1.i y 47.f	71	67
Otros Activos Financieros	41.1.i	76	238
Corrección por Deterioro		(24)	(28)
TOTAL		**6.479**	**14.490**

[1] Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas a cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

42.6. Riesgo de concentración

Endesa está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad.

Riesgo de concentración de clientes

El riesgo de concentración de clientes se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación:

	Criterios de Diversificación
Riesgo de Concentración de Clientes	• Tipología de clientes: grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como Administraciones Públicas.
	• Actividad económica de los clientes: actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores.
	• Tipología de productos comercializados: electricidad, gas natural y otros productos y servicios.

Esta estrategia permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de Endesa.
Este riesgo se controla mediante la monitorización periódica de las cuentas por cobrar de los clientes (deuda vencida y no vencida), tanto a nivel de cliente individual como por Grupo de entidades bajo un control común.

A 31 de diciembre de 2023, las cuentas por cobrar de los 10 mayores clientes (Grupo Empresarial) representan menos del 32,1 % del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más del 9,1 % del total a dicha fecha (29,4 % y 7,8 %, respectivamente, a 31 de diciembre de 2022).

Riesgo de concentración de proveedores

Las relaciones que mantiene actualmente Endesa con los principales suministradores y proveedores de servicios son esenciales para el desarrollo y crecimiento de su negocio y la dependencia de Endesa de estas relaciones puede afectar a su capacidad para negociar contratos con dichos partes en condiciones favorables. No obstante, Endesa cuenta con procesos de calificación técnica y económica con el objetivo de garantizar la calidad del bien o servicio adquirido y la calidad financiera del proveedor, así como con una cartera de proveedores diversificada en todas sus categorías de compra, facilitando la sustitución de uno de ellos en caso de interrupción y mitigando así el riesgo de concentración de proveedores.
En las relaciones con su accionista principal, Endesa está expuesta al riesgo de crédito. Durante el ejercicio 2023 este riesgo no ha sido significativo y se origina fundamentalmente por la potencial variación de los contratos de cobertura de materias energéticas que Endesa ha contratado a través de empresas del Grupo Enel.
A 31 de diciembre de 2023 los 10 mayores proveedores no representan más del 26,1 % del total (36,4 % del total a 31 de diciembre de 2022).
La posible caída de proveedor puntual no debería tener efecto significativo en el riesgo de concentración dado que su concentración, es baja y la capacidad de sustitución de proveedores es alta, sin perjuicio del seguimiento que está realizando Endesa respecto de la evolución de dicho riesgo de concentración (véase Nota 5.2).

42.7. Riesgo de compromisos de compra de materias energéticas

A 31 de diciembre de 2023 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 18.848 millones de euros (22.942 millones de euros a 31 de diciembre de 2022), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «*take or pay*» (véase Nota 31.3).

Los Administradores de la Sociedad consideran que Endesa podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

43. COMPENSACIÓN DE ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES Y CORRIENTES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes compensados y no compensados objeto de compensación es el siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023					
		Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
	Notas				Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Otros Activos Financieros no Corrientes	39	663	–	663	–	–	663
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	879	–	879	(564)	–	315
Otros Activos no Corrientes	29	386	–	386	–	–	386
Total Instrumentos Financieros de Activo no Corriente		**1.928**	**–**	**1.928**	**(564)**	**–**	**1.364**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores [1]	30	4.912	–	4.912	(284)	–	4.628
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	4	–	4	–	–	4
Otros Activos Financieros Corrientes	30	1.777	–	1.777	–	(835)	942
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.054	–	1.054	(775)	–	279
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	2.106	–	2.106	–	–	2.106
Total Instrumentos Financieros de Activo Corriente		**9.853**	**–**	**9.853**	**(1.059)**	**(835)**	**7.959**

[1] No incluye los saldos con las Administraciones Públicas.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022					
					Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
	Notas	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Otros Activos Financieros no Corrientes	28	1.160	–	1.160	–	–	1.160
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	1.249	–	1.249	(426)	–	823
Otros Activos no Corrientes	29	304	–	304	–	–	304
Total Instrumentos Financieros de Activo no Corriente		**2.713**	**–**	**2.713**	**(426)**	**–**	**2.287**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores [1]	32	5.472	–	5.472	(645)	–	4.827
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	8	–	8	–	–	8
Otros Activos Financieros Corrientes	30	8.677	–	8.677	–	–	8.677
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	2.533	–	2.533	(1.392)	–	1.141
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	871	–	871	–	–	871
Total Instrumentos Financieros de Activo Corriente		**17.561**	**–**	**17.561**	**(2.037)**	**–**	**15.524**

[1] No incluye los saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023					
					Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
	Notas	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	27.2	4.348	–	4.348	–	–	4.348
Deuda Financiera no Corriente	41.1	9.636	–	9.636	–	–	9.636
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	544	–	544	(372)	–	172
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	39	8	–	8	–	–	8
Otros Pasivos no Corrientes	38	578	–	578	–	–	578
Total Instrumentos Financieros de Pasivo no Corriente		**15.114**	**–**	**15.114**	**(372)**	**–**	**14.742**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27.2	427	–	427	–	–	427
Deuda Financiera Corriente	41.1	4.091	–	4.091	–	(228)	3.863
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.673	–	1.673	(1.574)	–	99
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	104	–	104	–	–	104
Proveedores y Otros Acreedores [1]	40	6.242	–	6.242	(284)	–	5.958
Total Instrumentos Financieros de Pasivo Corriente		**12.537**	**–**	**12.537**	**(1.858)**	**(228)**	**10.451**

[1] No incluye los saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2022					
		Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	4.300	–	4.300	–	–	4.300
Deuda Financiera no Corriente	41.3	11.704	–	11.704	–	–	11.704
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	44	2.408	–	2.408	(426)	–	1.982
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	39	–	–	–	–	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	38	588	–	588	–	–	588
Total Instrumentos Financieros de Pasivo no Corriente		**19.000**	**–**	**19.000**	**(426)**	**–**	**18.574**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	294	–	294	–	–	294
Deuda Financiera Corriente	41.3	6.784	–	6.784	–	–	6.784
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	4.990	–	4.990	(1.392)	–	3.598
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	51	–	51	–	–	51
Proveedores y Otros Acreedores [1]	40	6.219	–	6.219	(645)	–	5.574
Total Instrumentos Financieros de Pasivo Corriente		**18.338**	**–**	**18.338**	**(2.037)**	**–**	**16.301**

[1] No incluye los saldos con las Administraciones Públicas.

44. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros Derivados de Activo	879	1.054	1.249	2.533
Instrumentos Financieros Derivados de Pasivo	544	1.673	2.408	4.990

Endesa, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 42, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés, de tipo de cambio y de cobertura de operaciones físicas.

Endesa no presenta de forma separada información sobre derivados implícitos, ya que las características y riesgos económicos inherentes a estos derivados están relacionados estrechamente con los contratos principales.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de la composición de los saldos que recogen el nocional y la variación de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas es el siguiente:

Millones de Euros

	Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**12**	**12**	**3**	**2**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés	12	12	3	2	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	**4.493**	**4.483**	**797**	**1.075**	**3.252**	**3.460**	**696**	**1.220**
Tipo de Interés	706	1.190	54	109	–	–	–	–
Tipo de Cambio	312	1.180	3	53	900	1.024	32	84
Materias Energéticas	3.475	2.113	740	913	2.352	2.436	664	1.136
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**483**	**288**	**79**	**172**	**1.310**	**2.617**	**358**	**1.313**
Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio	76	–	–	–	12	46	1	2
Materias Energéticas	407	288	79	172	1.298	2.571	357	1.311
TOTAL	**4.988**	**4.783**	**879**	**1.249**	**4.562**	**6.077**	**1.054**	**2.533**

Millones de Euros

	Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**675**	**1.175**	**27**	**87**	**500**	**–**	**16**	**–**
Tipo de Interés	675	1.175	27	87	500	–	16	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	**2.839**	**3.765**	**414**	**2.005**	**3.161**	**4.591**	**1.138**	**2.434**
Tipo de Interés	550	–	18	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio	1.164	328	23	11	522	568	12	25
Materias Energéticas	1.125	3.437	373	1.994	2.639	4.023	1.126	2.409
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**442**	**377**	**103**	**316**	**1.927**	**3.285**	**519**	**2.556**
Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio	64	13	–	–	502	132	8	10
Materias Energéticas	378	364	103	316	1.425	3.153	511	2.546
TOTAL	**3.956**	**5.317**	**544**	**2.408**	**5.588**	**7.876**	**1.673**	**4.990**

El importe nocional contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por Endesa ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

44.1. Instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura

A 31 de diciembre de 2023, Endesa ha revisado que sigue cumpliendo con los criterios establecidos por la normativa para aplicar la contabilidad de coberturas.
Durante el ejercicio 2023 se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo por un importe de 28 millones de euros de ingreso debido, entre otros, a la cancelación, en septiembre 2023, de un préstamo con Caixabank, S.A. y en consecuencia los derivados asociados al mismo.
Durante el ejercicio 2022 no se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo.

44.1.1. Riesgo de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el tipo de interés medio de los derivados de cobertura de flujos de caja de tipo de interés desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023		Vencimiento						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interes «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	–	–	250	–	1.006	1.256
	Tipo de Interés Medio (%)	–	–	–	3,0	–	2,3	

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2022		Vencimiento						
		2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interes «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	–	–	–	250	940	1.190
	Tipo de Interés Medio (%)	–	–	–	–	3,0	0,8	

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el tipo de interés medio de los derivados de cobertura de valor razonable de tipo de interés desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Valor Razonable a 31 de diciembre de 2023		Vencimientos						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interes «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	500	–	–	675	–	12	1.187
	Tipo de Interés Medio (%)	0,1	–	–	1,9	–	5,7	

Derivados de Cobertura de Valor Razonable a 31 de diciembre de 2022		Vencimientos						
		2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interes «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	500	–	–	675	12	1.187
	Tipo de Interés Medio (%)	–	0,1	–	–	1,9	5,7	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el desglose de los derivados de cobertura de tipo de interés, por designación y clasificado por tipo de elemento cubierto, es el siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023					
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**Elemento de Cobertura**	**Nocional Neto**	**Valor Razonable Neto**	**Nocional Activos Financieros**	**Valor Razonable Activo**	**Nocional Pasivos Financieros**	**Valor Razonable Pasivo**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja		**1.256**	**36**	**706**	**54**	**550**	**18**
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.256	36	706	54	550	18
Derivados de Cobertura de Valor Razonable		**1.187**	**(40)**	**12**	**3**	**1.175**	**43**
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	3	12	3	–	–
	Financiación a Tipo Fijo	1.175	(43)	–	–	1.175	43
Total Permutas de Tipo Interés		**2.443**	**(4)**	**718**	**57**	**1.725**	**61**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS		**2.443**	**(4)**	**718**	**57**	**1.725**	**61**

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022					
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**Elemento de Cobertura**	**Nocional Neto**	**Valor Razonable Neto**	**Nocional Activos Financieros**	**Valor Razonable Activo**	**Nocional Pasivos Financieros**	**Valor Razonable Pasivo**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja		**1.190**	**109**	**1.190**	**109**	**–**	**–**
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.190	109	1.190	109	–	–
Derivados de Cobertura de Valor Razonable		**1.187**	**(85)**	**12**	**2**	**1.175**	**87**
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	2	12	2	–	–
	Financiación a Tipo Fijo	1.175	(87)	–	–	1.175	87
Total Permutas de Tipo Interés		**2.377**	**24**	**1.202**	**111**	**1.175**	**87**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS		**2.377**	**24**	**1.202**	**111**	**1.175**	**87**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**36**	**24**	**5**	**3**	**2**	**4**	**6**
Valor Razonable Positivo	54	21	10	8	7	6	13
Valor Razonable Negativo	(18)	3	(5)	(5)	(5)	(2)	(5)
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**(40)**	**(41)**	**(9)**	**(5)**	**(4)**	**–**	**1**
Valor Razonable Positivo	3	–	–	–	–	–	1
Valor Razonable Negativo	(43)	(41)	(9)	(5)	(4)	–	–

Millones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**109**	**20**	**26**	**19**	**17**	**15**	**27**
Valor Razonable Positivo	109	20	26	19	17	15	27
Valor Razonable Negativo	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**(85)**	**(15)**	**(39)**	**(13)**	**(12)**	**(10)**	**1**
Valor Razonable Positivo	2	1	–	–	–	–	1
Valor Razonable Negativo	(87)	(16)	(39)	(13)	(12)	(10)	–

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [3] [4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [4] [5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Permutas de Tipo interés	1.256	54	(18)	(70)	44	22	(3)
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**1.256**	**54**	**(18)**	**(70)**	**44**	**22**	**(3)**

[1] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022			2022			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [3] [4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [4] [5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Permutas de Tipo Interés	1.190	109	–	118	(4)	–	2
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**1.190**	**109**	**–**	**118**	**(4)**	**–**	**2**

[1] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

A 31 de diciembre de 2023, teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 20 % de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés (45 % a 31 de diciembre de 2022). Considerando también las coberturas de valor razonable, a 31 de diciembre de 2023 este porcentaje es del 29 % (39 % a 31 de diciembre de 2022).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el efecto de los derivados de cobertura de valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado, ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]
Derivados de Cobertura de Valor Razonable			
Permutas de Tipo Interés	1.187	3	(43)
Opciones Tipo Interés	–	–	–
Total Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**1.187**	**3**	**(43)**

[1] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]
Derivados de Cobertura de Valor Razonable			
Permutas de Tipo Interés	1.187	2	(87)
Opciones Tipo Interés	–	–	–
Total Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**1.187**	**2**	**(87)**

[1] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el efecto de la partida cubierta de los derivados de cobertura de valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado, ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Importe en Libros de la Partida	Importe Acumulado de los Ajustes de Cobertura del Valor Razonable en la Partida Cubierta	Valor Razonable Usado para Medir la Ineficacia del Año	Importe en Libros de la Partida	Importe Acumulado de los Ajustes de Cobertura del Valor Razonable en la Partida Cubierta	Valor Razonable Usado para Medir la Ineficacia del Año
Derivados de Cobertura de Valor Razonable						
Deuda a Plazo Fijo	654	(33)	24	1.103	(84)	85
Total Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**654**	**(33)**	**24**	**1.103**	**(84)**	**85**

Durante los ejercicios 2023 y 2022, en las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	2023		2022	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	–	43	89	–
Derivados [1]	44	–	–	90
TOTAL	**44**	**43**	**89**	**90**

[1] Sin liquidaciones.

44.1.2. Riesgo de tipo de cambio

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el tipo de cambio medio de los derivados de cobertura de tipo de cambio desglosados por vencimiento es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023		Vencimientos						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Nocional (Millones de Euros)	1.422	980	496	–	–	–	2.898
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,12	1,11	1,13	–	–	–	

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2022		Vencimientos						
		2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes	Total
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Nocional (Millones de Euros)	1.592	905	603	–	–	–	3.100
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,14	1,15	1,11	–	–	–	

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el valor razonable de los derivados de cobertura de tipo de cambio, por designación y clasificado por tipo de elemento cubierto, es el siguiente:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		31 de diciembre de 2023 Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros Divisas	Contratos de Divisa de Materias Primas	2.875	–	1.199	35	1.676	35
	Otros Contratos	23	–	13	–	10	–
Total Contratos a Plazo/ Futuros		**2.898**	**–**	**1.212**	**35**	**1.686**	**35**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		**2.898**	**–**	**1.212**	**35**	**1.686**	**35**

Millones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		31 de diciembre de 2022 Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros Divisas	Contratos de Divisa de Materias Primas	3.052	99	2.172	135	880	36
	Otros Contratos	48	2	32	2	16	–
Total Contratos a Plazo/ Futuros		**3.100**	**101**	**2.204**	**137**	**896**	**36**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		**3.100**	**101**	**2.204**	**137**	**896**	**36**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados 31 de diciembre de 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Flujo de Caja	**–**	**22**	**(16)**	**(6)**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	35	33	2	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	(35)	(11)	(18)	(6)	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Valor Razonable	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	–	–	–	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	–	–	–	–	–	–	–

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados 31 de diciembre de 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Flujo de Caja	**101**	**59**	**36**	**6**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	137	84	42	11	–	–	–
Valor Razonable Negativo	(36)	(25)	(6)	(5)	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Valor Razonable	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	–	–	–	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	–	–	–	–	–	–	–

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [3] [4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [4] [5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia [6]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	2.898	35	(35)	(100)	63	–	–
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**2.898**	**35**	**(35)**	**(100)**	**63**	**–**	**–**

[1] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022			2022			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [3] [4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado [4] [5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia [6]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	3.100	137	(36)	70	119	–	–
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**3.100**	**137**	**(36)**	**70**	**119**	**–**	**–**

[1] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

44.1.3. Riesgo de materias energéticas

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el precio medio de los derivados de cobertura de materias energéticas desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros

			Vencimientos						
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023			**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**	**Total**
Permutas Financieras									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	493	106	11	–	–	–	610
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	75,3	78,4	69,4	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	410	386	68	–	–	–	844
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,7	4,2	4,1	–	–	–	–
	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	525	–	–	–	–	–	525
		Precio Medio (USD/TM)	682,2	–	–	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.137	1.338	228	–	–	–	2.703
		Precio Medio (€/MWh)	61,5	56,1	35,5	–	–	–	–
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	128	106	100	93	90	286	803
		Precio Medio (€/MWh)	79,3	42,5	37,1	35,0	34,1	32,1	–
Derivados de Carbón y Fletes	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	–	–	–	–	–	–	–
		Precio Medio (USD/TM)	–	–	–	–	–	–	–
Contratos a Plazo/ Futuros									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	72	–	–	–	–	–	72
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	79,9	–	–	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	6	25	176	–	–	–	207
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,1	3,4	4,0	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.757	303	451	–	–	–	2.511
		Precio Medio (€/MWh)	72,0	50,9	36,7	–	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	445	337	21	–	–	–	803
		Precio Medio (€/TM)	91,9	92,9	84,5	–	–	–	–
Opciones									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Toneladas Metricas	Nocional (Millones de Euros)	–	–	–	–	–	–	–
		Precio Medio (USD/TM)	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	19	34	39	39	40	342	513
		Precio Medio (€/MWh)	33,6	33,7	33,8	33,8	33,8	33,3	–
Total Nocional			**4.992**	**2.615**	**1.094**	**132**	**130**	**628**	**9.591**

Millones de Euros

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2022			Vencimientos 2023	2024	2025	2026	2027	Siguientes	Total
Permutas Financieras									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	403	117	48	–	–	–	658
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	70,0	72,7	81,8	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	400	343	254	–	–	–	997
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,3	3,6	4,3	–	–	–	–
	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	893	112	–	–	–	–	1.005
		Precio Medio (USD/TM)	633,1	709,5	–	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	832	815	919	7	–	–	2.573
		Precio Medio (€/MWh)	68,2	60,9	64,6	50,0	–	–	–
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	158	118	98	93	86	334	887
		Precio Medio (€/MWh)	122,7	81,4	39,1	36,0	32,8	29,3	–
Derivados de Carbón y Fletes	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	9	–	–	–	–	–	9
		Precio Medio (USD/TM)	253,5	–	–	–	–	–	–
Contratos a Plazo/ Futuros									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	–	43	–	–	–	–	43
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	–	75,8	–	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	–	–	–	–	–	–	–
		Precio Medio (USD/MBTU)	–	–	–	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	3.291	1.593	180	–	–	–	5.064
		Precio Medio (€/MWh)	89,4	72,9	59,4	–	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	296	160	50	–	–	–	506
		Precio Medio (€/TM)	86,8	95,8	94,4	–	–	–	–
Opciones									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	70	–	–	–	–	–	70
		Precio Medio (USD/TM)	834,0	–	–	–	–	–	–
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	16	17	17	16	16	115	197
		Precio Medio (€/MWh)	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	32,7	–
Total Nocional			**6.458**	**3.318**	**1.566**	**116**	**102**	**449**	**12.009**



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y el valor razonable de los derivados de cobertura de materias energéticas, clasificado por tipo de materia prima, es el siguiente:

Millones de Euros

	Activo				Pasivo			
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
Derivados de Materias Energéticas	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja								
Derivados de Carbón y Fletes	**–**	**9**	**–**	**2**	**–**	**–**	**–**	**–**
Permutas Financieras	–	9	–	2	–	–	–	–
Derivados de Combustibles líquidos y gas	**3.997**	**3.162**	**880**	**1.073**	**3.475**	**7.248**	**1.273**	**4.190**
Permutas Financieras	2.763	2.668	613	1.020	1.919	2.565	430	726
Contratos a Plazo/ Futuros	1.234	472	267	49	1.556	4.635	843	3.461
Opciones	–	22	–	4	–	48	–	3
Derivados de Electricidad	**1.190**	**1.013**	**433**	**939**	**126**	**71**	**224**	**209**
Permutas Financieras	677	816	353	922	126	71	162	197
Contratos a Plazo/ Futuros	–	–	–	–	–	–	–	–
Opciones	513	197	80	17	–	–	62	12
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	**640**	**365**	**91**	**35**	**163**	**141**	**2**	**4**
Contratos a Plazo/ Futuros	640	365	91	35	163	141	2	4
TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**5.827**	**4.549**	**1.404**	**2.049**	**3.764**	**7.460**	**1.499**	**4.403**

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

	Estratificación Valor Razonable						
Valor Razonable	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(393)	(567)	115	59	–	–	–
Derivados de Electricidad	209	51	26	22	26	29	55
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	89	54	35	–	–	–	–

Millones de Euros

	Estratificación Valor Razonable						
Valor Razonable	**31 de diciembre de 2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Siguientes**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(3.117)	(1.507)	(1.274)	(335)	(1)	–	–
Derivados de Electricidad	730	215	237	77	43	41	117
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	31	16	14	1	–	–	–

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Carbón y Fletes	–	–	–	(2)	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	7.472	880	1.273	4.465	(1.473)	6	166
Derivados de Electricidad	1.316	433	224	(443)	(456)	–	34
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	803	91	2	59	–	–	–
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**9.591**	**1.404**	**1.499**	**4.079**	**(1.929)**	**6**	**200**

[1] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos de Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo futuros ya no se espera que se produzcan.

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022			2022			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Carbón y Fletes	9	2	–	2	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10.410	1.073	4.190	(2.482)	(1.490)	–	(279)
Derivados de Electricidad	1.084	939	209	54	205	–	(15)
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	506	35	4	30	–	–	1
Total Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**12.009**	**2.049**	**4.403**	**(2.396)**	**(1.285)**	**–**	**(293)**

[1] Se incluye en los epígrafes «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[2] Se incluye en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.
[3] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.
[4] Se incluye en el epígrafe «*Ingresos y Gastos de Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.
[5] Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo futuros ya no se espera que se produzcan.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

44.2. Instrumentos financieros derivados no designados como instrumentos de cobertura

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional, desglosado por vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros

	Estratificación Valor Nocional						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio	654	514	101	39	–	–	–
Derivados de Carbón y Fletes	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	3.325	2.572	735	18	–	–	–
Derivados de Electricidad	110	89	17	2	2	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	48	41	7	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	25	21	3	1	–	–	–

Millones de Euros

	Estratificación Valor Nocional						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio	191	178	5	8	–	–	–
Derivados de Carbón y Fletes	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	5.951	5.404	420	127	–	–	–
Derivados de Electricidad	325	251	69	5	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	76	50	20	6	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	24	19	4	–	1	–	–

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el detalle del valor nocional y valor razonable de los derivados no designados contablemente como instrumentos de cobertura desglosados por tipología y por elemento cubierto, es el siguiente:

Millones de Euros

	Activo				Pasivo			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**	**2023**	**2022**
Derivados sobre el Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–	–
Permutas financieras	–	–	–	–	–	–	–	–
Derivados sobre el Tipo de Cambio	**88**	**46**	**1**	**2**	**566**	**145**	**8**	**10**
Futuros de Divisa a Plazo	88	46	1	2	566	145	8	10
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	**1.595**	**2.527**	**411**	**1.245**	**1.730**	**3.424**	**598**	**2.765**
Permutas Financieras	889	1.973	278	970	391	750	133	1.003
Contratos a Plazo/de Futuros	479	554	131	275	1.339	2.674	465	1.762
Opciones	227	–	2	–	–	–	–	–
Derivados de Electricidad	**81**	**274**	**21**	**228**	**29**	**51**	**9**	**88**
Permutas Financieras	81	274	21	228	24	50	2	88
Contratos a Plazo/de Futuros	–	–	–	–	4	–	6	–
Opciones	–	–	–	–	1	1	1	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	**20**	**47**	**2**	**7**	**28**	**29**	**2**	**5**
Contratos a Plazo/de Futuros	20	47	2	7	28	29	2	5
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	**9**	**11**	**2**	**3**	**16**	**13**	**5**	**4**
Contratos a plazo/de futuros	9	11	2	3	16	13	5	4
TOTAL	**1.793**	**2.905**	**437**	**1.485**	**2.369**	**3.662**	**622**	**2.872**

En la siguiente tabla se indican los flujos de efectivo esperados durante los ejercicios futuros relativos a los derivados no designados contablemente de cobertura.

Millones de Euros

	Estratificación Valor Razonable						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio	(8)	(8)	–	–	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(187)	(164)	(21)	(2)	–	–	–
Derivados de Electricidad	12	12	1	(1)	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	(3)	(2)	–	(1)	–	–	–

Millones de Euros

	Estratificación Valor Razonable						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Interés	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio	(8)	(8)	–	–	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(1.520)	(1.367)	(131)	(22)	–	–	–
Derivados de Electricidad	140	128	9	3	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	2	2	–	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	(1)	–	(1)	–	–	–	–

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

45. MEDICIÓN A VALOR RAZONABLE

45.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación por niveles de jerarquía de valor razonable de los activos financieros valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023							
		Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	41.1	**6**	**–**	**–**	**6**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable:	44.1	**3**	**–**	**3**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés		3	–	3	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo:	44.1	**797**	**161**	**301**	**335**	**696**	**198**	**404**	**94**
Tipo de Interés		54	–	54	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		3	–	3	–	32	–	32	–
Materias Energéticas		740	161	244	335	664	198	372	94
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.2	**79**	**25**	**54**	**–**	**358**	**108**	**250**	**–**
Tipo de Cambio		–	–	–	–	1	–	1	–
Materias Energéticas		79	25	54	–	357	108	249	–
Existencias	31.1 y 31.2	**–**	**–**	**–**	**–**	**3**	**–**	**3**	**–**
TOTAL		**885**	**186**	**358**	**341**	**1.057**	**306**	**657**	**94**

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022							
		Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	41.1	**5**	**–**	**–**	**5**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable:	44.1	**2**	**–**	**2**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés		2	–	2	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo:	44.1	**1.075**	**31**	**388**	**656**	**1.220**	**52**	**895**	**273**
Tipo de Interés		109	–	109	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		53	–	53	–	84	–	84	–
Materias Energéticas		913	31	226	656	1.136	52	811	273
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.2	**172**	**105**	**66**	**1**	**1.313**	**171**	**1.141**	**1**
Tipo de Cambio		–	–	–	–	2	–	2	–
Materias Energéticas		172	105	66	1	1.311	171	1.139	1
Existencias	31.1 y 31.2	**–**	**–**	**–**	**–**	**18**	**–**	**18**	**–**
TOTAL		**1.254**	**136**	**456**	**662**	**2.551**	**223**	**2.054**	**274**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos financieros indicados anteriormente.

En el contexto actual, Endesa ha seguido utilizando las mismas normas de valoración para determinar el valor razonable (véanse Notas 3.1, 3.2h.5 y 3.2p).

45.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 la clasificación por niveles de jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023				31 de diciembre de 2022			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3.2h y 22.1	72	–	–	72	59	–	–	59

45.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, los pasivos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023							
		Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Obligaciones y otros Valores Negociables	45.3	**14**	**–**	**14**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	45.3	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable:	44.1	**27**	**–**	**27**	**–**	**16**	**–**	**16**	**–**
Tipo de Interés		27	–	27	–	16	–	16	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo:	44.1	**414**	**43**	**194**	**177**	**1.138**	**802**	**294**	**42**
Tipo de Interés		18	–	18	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		23	–	23	–	12	–	12	–
Materias Energéticas		373	43	153	177	1.126	802	282	42
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.2	**103**	**95**	**7**	**1**	**519**	**378**	**141**	**–**
Tipo de Interés		–	–	–	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		–	–	–	–	8	–	8	–
Materias Energéticas		103	95	7	1	511	378	133	–
TOTAL	43 y 44	**558**	**138**	**242**	**178**	**1.673**	**1.180**	**451**	**42**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022							
		Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Obligaciones y otros Valores Negociables	40.3	**14**	**–**	**14**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable:	44.1	**87**	**–**	**87**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés		87	–	87	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo:	44.1	**2.005**	**1.308**	**553**	**144**	**2.434**	**2.157**	**254**	**23**
Tipo de Interés		–	–	–	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		11	–	11	–	25	–	25	–
Materias Energéticas		1.994	1.308	542	144	2.409	2.157	229	23
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	44.2	**316**	**185**	**131**	**–**	**2.556**	**1.608**	**948**	**–**
Tipo de Interés		–	–	–	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		–	–	–	–	10	–	10	–
Materias Energéticas		316	185	131	–	2.546	1.608	938	–
TOTAL	40 y 44	**2.422**	**1.493**	**785**	**144**	**4.990**	**3.765**	**1.202**	**23**

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.

45.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, los pasivos financieros no corrientes y corrientes no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	5.153	–	5.153	–
Tipo de Interés Fijo	1.751	–	1.751	–
Tipo de Interés Variable	3.402	–	3.402	–
Otras Deudas Financieras	4.307	–	4.307	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	784	–	784	–
Tipo de Interés Fijo	784	–	784	–
Otras	3.523	–	3.523	–
Tipo de Interés Fijo	3.511	–	3.511	–
Tipo de Interés Variable	12	–	12	–
Total Pasivo no Corriente	**9.460**	**–**	**9.460**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	936	–	936	–
Tipo de Interés Fijo	528	–	528	–
Tipo de Interés Variable	408	–	408	–
Otras Deudas Financieras	3.488	–	3.488	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	84	–	84	–
Tipo de Interés Fijo	84	–	84	–
Otras	3.404	–	3.404	–
Tipo de Interés Fijo	3.142	–	3.142	–
Tipo de Interés Variable	262	–	262	–
Total Pasivo Corriente	**4.424**	**–**	**4.424**	**–**

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2022			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	5.605	–	5.605	–
Tipo de Interés Fijo	1.506	–	1.506	–
Tipo de Interés Variable	4.099	–	4.099	–
Otras Deudas Financieras	5.674	–	5.674	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	756	–	756	–
Tipo de Interés Fijo	756	–	756	–
Otras	4.918	–	4.918	–
Tipo de Interés Fijo	4.444	–	4.444	–
Tipo de Interés Variable	474	–	474	–
Total Pasivo no Corriente	**11.279**	**–**	**11.279**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	1.116	–	1.116	–
Tipo de Interés Fijo	21	–	21	–
Tipo de Interés Variable	1.095	–	1.095	–
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.993	–	4.993	–
Tipo de Interés Variable	4.993	–	4.993	–
Otras Deudas Financieras	937	–	937	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	88	–	88	–
Tipo de Interés Fijo	88	–	88	–
Otras	849	–	849	–
Tipo de Interés Fijo	123	–	123	–
Tipo de Interés Variable	726	–	726	–
Total Pasivo Corriente	**7.046**	**–**	**7.046**	**–**

45.5. Otros aspectos

Endesa tiene formalizados contratos financieros de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo, «*Power Purchase Agreement*» (PPAs) mediante los cuales se compromete a la compra/venta de un determinado volumen de energía a un precio determinado (véase Nota 3.2h.5.2).

A 31 de diciembre de 2023 las principales características de estos contratos financieros a largo son las que se detallan a continuación:

	Volumen de Energía Contratado		
Contrato [1]	TWh	Duración	Tratamiento Contable
Compra de Energía Eléctrica	0,03	2019-2028	Valor Razonable con Cambios en Resultados
Compra de Energía Eléctrica	22,65	2020-2035	Coberturas de Flujos de Efectivo
Venta de Energía Eléctrica	14,01	2022-2040	Coberturas de Flujos de Efectivo

[1] «*Virtual Power Purchase Agreement*» (VPPA) ejecutados a precio de mercado.

A 31 de diciembre 2023 y 2022, el saldo de los instrumentos financieros derivados clasificados en el nivel 3 corresponde a dichos contratos financieros.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el movimiento de los instrumentos financieros derivados valorados a valor razonable de Nivel 3 es el siguiente:

Millones de Euros

	2023	2022
Saldo Inicial	**764**	**467**
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(3)	–
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(552)	297
Saldo Final	**209**	**764**

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación del método de flujos de caja. Para el cálculo de las proyecciones de estos flujos de caja se utiliza como base la información disponible de mercado, complementada, en caso necesario, con estimaciones resultado de modelos fundamentales que representan el funcionamiento de dichos mercados.

A 31 de diciembre de 2023, ninguno de los posibles escenarios previsibles de las hipótesis indicadas daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros clasificados en este Nivel.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

46. ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuadas como Interrumpidas calculados por el método indirecto.

A 31 de diciembre de 2023, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 2.106 millones de euros (871 millones de euros a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 33).

Durante los ejercicios 2023 y 2022, los flujos netos de efectivo de Endesa, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo	
	2023	2022
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	4.697	1.672
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	3.196	(8.156)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(6.658)	6.652

En el ejercicio 2023, los flujos netos de efectivo generados por las actividades de explotación (4.697 millones de euros) y los obtenidos por las actividades de inversión (3.196 millones de euros) han permitido atender los pagos netos derivados de las actividades de financiación (6.658 millones de euros).

46.1. Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación

En el ejercicio 2023 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 4.697 millones de euros (1.672 millones de euros en el ejercicio 2022) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Resultado Bruto Antes de Impuestos		1.065	3.487
Ajustes del Resultado:		4.177	2.439
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	[a]	2.132	1.878
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		2.045	561
Cambios en el Capital Corriente:		1.011	(3.279)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		360	(294)
Existencias		(934)	(1.319)
Activos Financieros Corrientes		1.781	(1.540)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		(196)	(126)
		–	
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(1.556)	(975)
Cobro de Intereses		77	124
Cobro de Dividendos		25	42
Pagos de Intereses[1]		(480)	(232)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(854)	(532)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación[2]		(324)	(377)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		**4.697**	**1.672**

[1] Incluye pagos de intereses de deudas financieras por derechos de uso por importe de 42 millones de euros en 2023 y 34 millones de euros en 2022 (véase Nota 21).
[2] Correspondientes a pagos de provisiones.

Las variaciones de las principales partidas que determinan los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación son las siguientes:

Epígrafes	Variación	
Cambios en el Capital Corriente	▲ 4.290 millones de euros (+ 130,8%)	La evolución de este epígrafe es consecuencia de los siguientes efectos: - Mayores cobros de los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar por importe de 654 millones de euros. - Disminución de los pagos por existencias por importe de 385 millones de euros. - Mayores cobros netos de las partidas regulatorias por importe de 3.321 millones de euros, que recoge, principalmente, un aumento de cobro por compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (3.201 millones de euros), menores cobros por déficit de tarifa (141 millones de euros) y un mayor cobro por la retribución a la inversión en energías renovables (140 millones de euros) y por la limitación del incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas (121 millones de euros). - Aumento de los pagos a acreedores comerciales y otros pasivos corrientes por importe de 70 millones de euros, que incluye, entre otros, el pago realizado ante la Administración Estatal del gravamen temporal energético reconocido en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» e introducido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre (véase Nota 6).

Durante el ejercicio 2023 la Sociedad ha continuado también con su política activa de gestión del activo circulante y pasivo circulante, enfocada, entre otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros y acuerdos de alargamiento de plazos de pago con proveedores (véanse Notas 32 y 40).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el capital circulante se compone de las siguientes partidas:

Millones de Euros

	Notas	Capital Circulante	
		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activo Corriente[1]		**10.352**	**19.027**
Existencias	31	2.060	2.122
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	32	5.457	5.687
Retribución de la Actividad de Distribución		283	231
Otros		5.174	5.456
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27	4	8
Otros Activos Financieros Corrientes	33	1.777	8.677
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en Territorios No Peninsulares (TNP)		473	2.254
Derechos de Cobro de la Financiación del Déficit de las Actividades Reguladas		—	14
Otros		1.304	6.409
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.054	2.533
Pasivo Corriente[2]		**10.484**	**13.898**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27	427	294
Provisiones Corrientes	37	1.377	1.236
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	44	1.673	4.990
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	104	51
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	40	6.903	7.327
Dividendo Sociedad Dominante	35.1.10 y 35.1.12	529	—
Otros		6.374	7.327

[1] No incluye «*Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes*».
[2] No incluye «*Deuda Financiera Corriente*».

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

46.2. Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el ejercicio 2023 los flujos netos de efectivo obtenidos de las actividades de inversión han ascendido a 3.196 millones de euros (8.156 millones de euros aplicados en el ejercicio 2022) y recogen, entre otros aspectos:

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		**(2.284)**	**(2.132)**
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales[1]	20.1	(1.921)	(1.879)
Adquisiciones de Activos Intangibles	23.1	(395)	(468)
Instalaciones Cedidas de Clientes		95	101
Proveedores de Inmovilizado		(63)	114
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		**20**	**26**
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión[2]		**106**	**98**
TOTAL		**(2.158)**	**(2.008)**

[1] No incluye altas por derechos de uso por importe de 147 millones de euros a 31 de diciembre de 2023 y 23 millones de euros a 31 de diciembre de 2022.
[2] Correspondiente a cobros de subvenciones y de nuevas instalaciones solicitadas por los clientes.

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a inversiones y/o enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		**27**	**136**
Venta del 45 % de la Compañía Tecnatom, S.A.	7.2 y 34	27	–
Venta del 51 % de la Compañía Endesa X Way, S.L. a Enel Way, S.r.l.	7.2 y 28.1	–	122
Venta Participación del 40 % de la Compañía Boiro Energía, S.A. y de Depuración Destilación Reciclaje, S.L.	7.2 y 28.1	–	14
TOTAL		**27**	**136**

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a adquisiciones y/o enajenaciones de otras inversiones:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Adquisiciones de otras inversiones		**(377)**	**(6.317)**
Retribución de la Actividad de Distribución no Corriente	29	(305)	(245)
Garantías Financieras Netas	28.1 y 30	–	(5.848)
Otros Activos Financieros		(72)	(224)
Enajenación de otras Inversiones		**5.704**	**33**
Garantías Financieras Netas	28.1 y 30	5.504	–
Otros Activos Financieros		200	33
TOTAL		**5.327**	**(6.284)**

46.3. Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación

En el ejercicio 2023 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 6.658 millones de euros (6.652 millones de euros obtenidos en el ejercicio 2022) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

- Flujos de efectivo por instrumentos de patrimonio:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Adquisición de Minoritarios en Energías Especiales de Peña Armada, S.A.U. y Energías Especiales de Careón, S.A.	30.3	–	(7)
Acciones en Patrimonio Propias	30.1	–	(1)
Reducción de Capital de Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	28.1	5	–
Aportación de Socios en Endesa X Way, S.L.	28.1	(2)	(10)
Desinversión Infraestructuras San Servan 200, S.L.	28.1	–	1
Aportación de Socios Comercializadora Eléctrica de Cádiz, S.A.	28.1	–	(2)
Aportaciones de Socios de Sociedades directa y/o indirectamente participadas por Enel Green Power España, S.L.U.	28.1 y 30.2	(17)	–
Devolución aportaciones minoritarios de Fondos de Bosa del Ebro, S.L. y Tauste de Energía Distribuida, S.L.	30.2	(7)	(2)
TOTAL		**(21)**	**(21)**

- Disposiciones de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios	41.4	1.075	975
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.	41.4	1.875	2.100
Disposiciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		300	800
Otros		41	35
TOTAL	41.3	**3.291**	**3.910**

- Reembolsos de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Reembolso de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		(675)	–
Amortización de Préstamos y Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.		(450)	–
Otros		(45)	(9)
TOTAL	41.3	**(1.170)**	**(9)**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

- Amortizaciones y disposiciones de deuda financiera corriente:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Disposiciones			
Emisiones de Euro Commercial Paper (ECP)	41.1	12.623	31.884
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		–	2.400
Otros Pasivos Financieros		236	1.329
Amortizaciones			
Amortizaciones de Euro Commercial Paper (ECP)	41.1	(17611)	(29.812)
Pagos de Contratos de Derechos de Uso		(99)	(87)
Amortizaciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		(1.969)	(1.200)
Amortizaciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		(165)	(132)
Otros Pasivos Financieros		(66)	(74)
TOTAL	41.3	**(7.051)**	**4.308**

- Pagos de dividendos:

Millones de Euros

	Notas	2023	2022
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	10.1.3(f) y 10.1.3	(1.678)	(1.521)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes[1]	28.2	(29)	(15)
TOTAL		**(1.707)**	**(1.536)**

[1] Correspondientes principalmente a sociedades de Enel Green Power España, S.L.U.

47. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES VINCULADAS

Partes vinculadas son aquéllas sobre las que Endesa, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de Endesa.

Constituyen personal clave de la Dirección de Endesa aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de Endesa, ya sea directa o indirectamente, incluido cualquier miembro del Consejo de Administración.

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta, que son partes vinculados, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, a todas las empresas que componen el Grupo Enel y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de Endesa.

El importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas a determinados miembros del Consejo de Administración de la Sociedad corresponde a operaciones del tráfico habitual de la Sociedad y que han sido realizadas, en todos los casos, en condiciones de mercado.

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

47.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Durante los ejercicios 2023 y 2022 los saldos y operaciones relevantes realizadas con partes vinculadas, han sido las siguientes:

47.1.1. Gastos e ingresos

Millones de Euros

	2023				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos Financieros	207	–	–	–	207
Arrendamientos	–	–	–	–	–
Recepción de Servicios	51	–	–	–	51
Compra de Existencias	33	–	–	–	33
Otros Gastos	1.173	–	–	–	1.173
Gastos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	1.085	–	–	–	1.085
Compras de Energía	18	–	–	–	18
Contratos de Gestión o Colaboración	70	–	–	–	70
TOTAL GASTOS	**1.464**	**–**	**–**	**–**	**1.464**
Ingresos Financieros	4	–	–	–	4
Dividendos Recibidos	–	–	–	–	–
Prestación de Servicios	5	–	–	–	5
Ventas de Existencias	261	–	–	–	261
Otros Ingresos	447	–	–	–	447
Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	440	–	–	–	440
Ventas de Energía	3	–	–	–	3
Contratos de Gestión o Colaboración	2	–	–	–	2
Arrendamientos	2	–	–	–	2
Otros	–	–	–	–	–
TOTAL INGRESOS	**717**	**–**	**–**	**–**	**717**

[1] Incluye 342 millones de euros negativos registrados en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

	2022				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos Financieros	164	–	–	–	164
Arrendamientos	–	–	–	–	–
Recepción de Servicios	50	–	–	–	50
Compra de Existencias	240	–	–	–	240
Otros Gastos	5.804	–	–	–	5.804
Gastos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	5.676	–	–	–	5.676
Compras de Energía	63	–	–	–	63
Contratos de Gestión o Colaboración	65	–	–	–	65
TOTAL GASTOS	**6.258**	**–**	**–**	**–**	**6.258**
Ingresos Financieros	43	–	–	–	43
Dividendos Recibidos	–	–	–	–	–
Prestación de Servicios	10	–	–	–	10
Ventas de Existencias	461	–	–	–	461
Otros Ingresos	4.823	–	–	–	4.823
Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	4.690	–	–	–	4.690
Ventas de Energía	9	–	–	–	9
Contratos de Gestión o Colaboración	2	–	–	–	2
Arrendamientos	1	–	–	–	1
Otros[2]	121	–	–	–	121
TOTAL INGRESOS	**5.337**	**–**	**–**	**–**	**5.337**

[1] Incluye 2.338 millones de euros positivos registrados en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.
[2] Incluye 121 millones de euros correspondientes a la plusvalía bruta generada por la venta de la participación del 51 % de Endesa X Way, S.L. a Enel X Way, S.r.l. (véase Nota 14).

47.1.2. Otras transacciones

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023				
		Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 47.3.1)	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)		–	1	–	–	1
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)		10.056	–	–	–	10.056
Saldo de Préstamos y Líneas Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	47.1.3	6.525	–	–	–	6.525
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables No Dispuestas con Enel Finance International N.V.	47.4.1 y 47.1.3	3.525	–	–	–	3.525
Saldo de «Credit Support Annex» Formalizados con Enel Global Trading S.p.A.		6	–	–	–	6
Garantías y Avales Prestados	47.1.1	–	7	–	–	7
Garantías y Avales Recibidos[1]	31.3	124	–	–	–	124
Compromisos Adquiridos[2]		30	–	–	–	30
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	35.1.10 y 35.1.12	1.177	–	–	–	1.177
Otras Operaciones[3]		23	–	–	68[4]	91

[1] Incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A. para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC.
[2] Corresponde con los compromisos adquiridos con Empresas del Grupo (véanse Notas 20.2 y 23.2). Incluye, entre otros, el compromiso adquirido con Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l (EGIN) relativo a la Licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky por importe de 22 millones de euros.
[3] Incluye compras de activos materiales, intangibles u otros activos.
[4] Corresponde a los pagos realizados al Plan de Pensiones de los empleados de Endesa durante el ejercicio 2023.

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022				
	Notas	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (Nota 47.1.1)	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)		–	1	–	–	1
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)		10.563	–	–	–	10.563
Saldo de Préstamos y Líneas Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	47.1.3	5.100	–	–	–	5.100
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables No Dispuestas con Enel Finance International N.V.	41.4.1 y 47.1.3	4.950	–	–	–	4.950
Saldo de «Credit Support Annex» Formalizados con Enel Global Trading S.p.A.		513	–	–	–	513
Garantías y Avales Prestados[1]	47.1.1	2.000	7	–	–	2.007
Garantías y Avales Recibidos[2]	31.3	128	–	–	–	128
Compromisos Adquiridos[3]	23.2	93	–	–	–	93
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	35.1.10 y 35.1.12	1.067	–	–	–	1.067
Otras Operaciones		180[4]	–	–	68[5]	248

[1] Corresponde a la contragarantía prestada por Endesa, S.A. a Enel, S.p.A. para garantizar la garantía prestada previamente por Enel, S.p.A. a Endesa Generación, S.A.U. (para el cumplimiento de las obligaciones de esta última con terceros, derivadas de las reglas operativas de funcionamiento de los mercados organizados de gas y electricidad nacionales o internacionales en los que participa), por un importe de hasta 2.000 millones de euros, con una duración hasta el 30 de junio de 2023 (véase Nota 48).
[2] Incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A. para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC.
[3] Corresponde con el compromiso adquirido con Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. (EGIN) relativo a la Licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky.
[4] Incluye 122 millones de euros correspondientes al precio pagado por la venta de la participación del 51 % de Endesa X Way, S.L. a Enel X Way, S.r.l. y 46 millones de euros relativos a la inversión realizada en el periodo relativa a la Licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky con Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l (EGIN) (véanse Notas 7.2, 20.1 y 23.1).
[5] Corresponde a los pagos realizados al Plan de Pensiones de los empleados de Endesa durante el ejercicio 2022.

Durante los ejercicios 2023 y 2022, los Administradores, o personas actuando por cuenta de éstos no han realizado operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.

47.1.3. Saldos a cierre del ejercicio

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2023						
		Accionistas Significativos						
	Notas	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Clientes y Deudores Comerciales	[1]	32	71	103	–	–	–	103
Préstamos y Créditos Concedidos		2	–	2	1	–	–	3
Otros Derechos de Cobro[2]		227	2	229	–	–	–	229
TOTAL SALDOS DEUDORES		**261**	**73**	**334**	**1**	**–**	**–**	**335**
Proveedores y Acreedores Comerciales		489[3]	224	713	–	–	–	713
Préstamos y Créditos Recibidos[3]		–	6.526	6.526	–	–	–	6.526
Otras Obligaciones de Pago[4]		104	–	104	–	–	–	104
TOTAL SALDOS ACREEDORES		**593**	**6.750**	**7.343**	**–**	**–**	**–**	**7.343**

[1] Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U. (véase Nota 3.2.n).
[2] Incluye, principalmente, el dividendo a cuenta a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 371 millones de euros (véanse Notas 35.1.10 y 40).
[3] Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V. por importe de 6.520 millones de euros y el saldo de «Credit Support Annex» formalizados con Enel Global Trading S.p.A. por importe de 6 millones de euros.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros

		31 de diciembre de 2022						
		Accionistas Significativos						
	Notas	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	Total
Clientes y Deudores Comerciales	[a]	132	1.165	1.297	–	–	–	1.297
Préstamos y Créditos Concedidos		1	–	1	1	–	–	2
Otros Derechos de Cobro[b]		47	42	89	–	–	–	89
TOTAL SALDOS DEUDORES		**180**	**1.207**	**1.387**	**1**	**–**	**–**	**1.388**
Proveedores y Acreedores Comerciales		43	1.629	1.672	–	–	–	1.672
Préstamos y Créditos Recibidos[c]		–	5.613	5.613	–	–	–	5.613
Otras Obligaciones de Pago[b]		398	10	408	–	–	–	408
TOTAL SALDOS ACREEDORES		**441**	**7.252**	**7.693**	**–**	**–**	**–**	**7.693**

[a] Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U. (véase Nota 3.2Y).
[c] Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V. por importe de 5.100 millones de euros y el saldo de «Credit Support Annex» formalizados con Enel Global Trading, S.p.A. por importe de 513 millones de euros.

Enel Finance International N.V.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle del valor nominal la deuda financiera no corriente y corriente de Endesa con Enel Finance International N.V. es como sigue:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022				
	Límite	No Corriente	Corriente	Límite	No Corriente	Corriente	Condiciones	Vencimiento
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[a]	1.700	–	–	1.700	450	–	Margen de 67 p.b. y Comisión de no Disposición de 20 p.b.	25 de mayo de 2025
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[a]	–	–	–	3.000	–	–	Margen de 87 p.b. y Comisión de no Disposición 30 p.b.	22 de noviembre de 2023
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[a]	700	–	–	700	–	–	Margen de 72 p.b. y Comisión de no Disposición 25 p.b.	13 de mayo de 2025
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[a]	1.125	–	–	–	–	–	Margen de 132 p.b. y Comisión de no Disposición de 23 p.b.	4 de mayo de 2026
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	3.000	–	3.000	3.000	3.000	–	Tipo de Interés Fijo 3,000 %	29 de octubre de 2024
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	1.650	1.650	–	1.650	1.650	–	Tipo de Interés Fijo 1,997 %	13 de mayo de 2027
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	1.875	1.875	–	–	–	–	Tipo de Interés Fijo 4,263 %	4 de mayo de 2028
TOTAL	**10.050**	**3.525**	**3.000**	**10.050**	**5.100**	**–**		

[a] Líneas de crédito comprometidas e irrevocables (véase Nota 41.4.1).

47.2. Empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el detalle de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	[illegible]	13	6	5	7	3	–
Créditos	28.1 y 41.1.1	63	60	1	1	7	6
Avales Concedidos		–	–	–	–	–	–

Durante los ejercicios 2023 y 2022 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Ingresos	5	2	1	1	4	–
Gastos	(26)	(20)	(26)	(25)	(39)	(28)

47.3. Administradores y Alta Dirección

47.3.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 40º de los Estatutos Sociales establece que «*la remuneración de los Administradores por su condición de tal se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y dietas de asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la Sociedad y sus comités.*

La remuneración máxima global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será la que determine la Junta General de Accionistas, y permanecerá vigente hasta que ésta no acuerde su modificación.

Corresponderá al propio Consejo la fijación de la cantidad exacta a abonar en cada ejercicio dentro del límite fijado por la Junta General de Accionistas y la distribución de dicho importe entre los conceptos anteriores y entre los Administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine, considerando las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a Comités del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

Además, la cuantía de las dietas de asistencia será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en el apartado precedente, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás remuneraciones, indemnizaciones, aportaciones a sistemas de previsión social o cualesquiera otros conceptos retributivos profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas, de asesoramiento o representación que, en su caso, desempeñen para la Sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

Sin perjuicio de las retribuciones anteriormente mencionadas, la retribución de los Consejeros Ejecutivos también podrá con-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

sistir en la entrega de acciones o de derechos de opción sobre las mismas o en cantidades referenciadas al valor de las acciones. La aplicación de esta modalidad de retribución requerirá el acuerdo de la Junta General de Accionistas, expresando, en su caso, el número máximo de acciones que se podrán asignar en cada ejercicio a este sistema de remuneración, el precio de ejercicio o el sistema de cálculo del precio de ejercicio de las opciones sobre acciones, el valor de las acciones que, en su caso, se tome como referencia, el plazo de duración del Plan y las demás condiciones que estime oportunas».

Así, los miembros del Consejo de Administración de Endesa, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad:

- Durante los ejercicios 2023 y 2022 la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15,6 miles de euros brutos.
- La dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR), Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) y Comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo, ascendió a 1,5 miles de euros brutos cada una durante los ejercicios 2023 y 2022.
- Además de la retribución señalada para los vocales del Consejo de Administración, se establecen los siguientes criterios de retribución para los cargos que se señalan:
  - Presidente no ejecutivo del Consejo de Administración: percibirá una cantidad fija mensual de 50.000 euros brutos (en lugar de la asignación fija mensual de 15.642,56 euros brutos prevista para los demás vocales).
  - Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento: percibirá una asignación fija mensual por importe de 5.000 euros brutos en 2023 y 3.000 euros brutos en 2022 (adicional a la asignación fija mensual como vocal).
  - Presidentes del Comité de Nombramiento y Retribuciones y del Comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo: percibirán una asignación fija mensual por importe de 3.000 euros brutos en 2023 y 2.000 euros brutos en 2022 (adicional a la asignación fija mensual como vocal).
- Asimismo, los miembros del Consejo de Administración, Consejeros Ejecutivos, por el desempeño de funciones en la Sociedad distintas a las de Consejero, perciben una remuneración conforme a la estructura salarial de la Alta Dirección de Endesa y cuyos principales componentes son:
  - Retribución fija anual: compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.
  - Retribución variable a corto plazo: retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos anuales fijados a través de los sistemas de evaluación establecidos en la Sociedad.
  - Retribución variable a largo plazo: retribución en efectivo y acciones no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.
  - Beneficios y otras prestaciones sociales: retribución, normalmente de carácter no monetario, que se percibe de acuerdo con ciertos requisitos o condiciones especiales determinados voluntaria, legal, contractual o convencionalmente.

Remuneraciones devengadas por los Consejeros

Durante los ejercicios 2023 y 2022 las remuneraciones devengadas por los Consejeros han sido las siguientes:

Miles de Euros

	Consejeros	
Concepto Retributivo	**2023**	**2022**
Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	2.126	2.081
Sueldos	1.000	960
Retribución Variable en Efectivo	759 [a]	922 [a]
Sistemas de Retribución Basados en Acciones	285 [b]	259 [b]
Indemnizaciones	–	–
Sistemas de Ahorro a Largo Plazo	7	6
Otros Conceptos [c]	158	158
TOTAL	**4.335**	**4.386**

[a] Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025. La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ha ascendido a 975 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (525 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (450 miles de euros). En el ejercicio 2023 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021(326 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022. Este Plan de Incentivo Estratégico tiene un componente de pago en metálico (62 miles de euros) y otro de pago en acciones, bajo el cual se ha realizado una entrega de 3.225 acciones que han supuesto un beneficio bruto de 62 miles de euros.

[b] Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024. La consolidación del pago en el ejercicio 2022 ascendió a 1.367 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (680 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (687 miles de euros). En el ejercicio 2022 consolidaron el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2018-2020, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Fidelización 2019-2021.

[a] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025.

[b] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024.

[c] Incluye remuneración en especie y seguro de vida.

Remuneración por pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo, sueldos y dietas

Durante los ejercicios 2023 y 2022 la retribución dineraria anual de los Consejeros, en función del cargo ostentado en cada caso, ha sido la siguiente:

Miles de Euros

	2023			2022		
	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas [1]	Sueldos	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas [1]	Sueldos
D. Juan Sánchez-Calero Guilarte	636	26	–	624	29	–
D. Flavio Cattaneo [4]	–	–	–	–	–	–
D. Francesco Starace [5]	–	–	–	–	–	–
D. José Damián Bogas Gálvez	–	–	1.000	–	–	960
D. Stefano de Angelis [6]	–	–	–	–	–	–
D. Gianni Vittorio Armani [6]	–	–	–	–	–	–
D.ª Eugenia Bieto Caubet	188	48	–	188	50	–
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco	224	36	–	211	38	–
D.ª Pilar González de Frutos	188	47	–	188	51	–
D.ª Francesca Gostinelli [2]	-	-	–	–	–	–
D.ª Alicia Koplowitz y Romero de Juseu	188	17	–	188	19	–
D. Francisco de Lacerda	248	48	–	224	51	-
D.ª Cristina de Parias Halcón [3]	188	44	–	126	22	–
D. Antonio Cammisecra [5]	–	–	–	–	–	–
D.ª Maria Patrizia Grieco [3]	–	–	–	62	10	–
D. Alberto de Paoli [7]	-	–	–	–	–	–
TOTAL	**1.860**	**266**	**1.000**	**1.811**	**270**	**960**

[1] Causó baja el 29 de abril de 2022.
[2] Causó alta el 29 de abril de 2022.
[3] Causó baja el 10 de mayo de 2023.
[4] Causó alta el 20 de junio de 2023.
[5] Causó baja el 20 de julio de 2023.
[6] Causó alta el 25 de julio de 2023.
[7] Causó baja el 18 de septiembre de 2023.
[8] Causó alta el 22 de septiembre de 2023.
[9] Dietas de asistencia a cada una de las sesiones del Consejo de Administración y a sus Comités.

Retribución variable en efectivo

Durante los ejercicios 2023 y 2022 las retribuciones variables del Consejero Delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, han sido las siguientes:

Miles de Euros

	2023		2022	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
D. José Damián Bogas Gálvez	525	233	680	242
TOTAL	**525**	**233**[10]	**680**	**242**[11]

[10] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo, en efectivo, devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025.La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ha ascendido a 450 miles de euros, correspondiente al pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021 (326 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022. Este Plan de Incentivo Estratégico tiene un componente de pago en metálico (62 miles de euros) y un pago en acciones, bajo el cual se ha realizado una entrega de 3.225 acciones que han supuesto un beneficio bruto de 62 miles de euros.
[11] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo, en efectivo, devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024. La consolidación del pago en 2022 ascendió por este concepto a 687 miles de euros (70 % del Plan de Fidelización 2018- 2020 y 30 % del Plan de Fidelización 2019-2021).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Sistemas de ahorro a largo plazo

Durante el ejercicio 2023 la aportación a fondos y planes de pensiones de los Consejeros Ejecutivos ha ascendido a 7 miles de euros brutos (6 miles de euros brutos en el ejercicio 2022).

Otros conceptos

El Presidente y el Consejero Ejecutivo, de conformidad con la Política de Remuneraciones de los Consejeros Endesa, tienen establecido como remuneración en especie, entre otros, una póliza colectiva de asistencia sanitaria con subvención del 100 % del coste de la cuota del titular y familiares dependientes, la asignación de automóvil de empresa en régimen de renting, asimismo, en el caso del Consejero Ejecutivo tiene establecidos otros beneficios sociales y dietas.

Primas de seguros de vida y accidentes

El Consejero Ejecutivo tienen suscrito a través de la Sociedad un seguro de vida y accidentes que garantiza determinados capitales y/o rentas en función de la contingencia de que se trate (coberturas de incapacidad y fallecimiento). En el ejercicio 2023 el importe de la prima ha ascendido a 78 miles de euros brutos (85 miles de euros brutos en el ejercicio 2022).

Anticipos y préstamos

A 31 de diciembre de 2023 el Consejero Ejecutivo tiene un préstamo por importe de 230 miles de euros brutos con un interés medio del 3,534 % (230 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2022 con un interés medio del 0,0167 %) y un préstamo de 421 miles de euros brutos sin intereses (421 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2022) (la subvención de intereses se considera retribución en especie).

Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas

A 31 de diciembre de 2023 el Consejero Ejecutivo tienen derechos acumulados en fondos y planes de pensiones por importe de 14.280 miles de euros brutos (13.868 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2022).

Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Consejero Ejecutivo

A 31 de diciembre de 2023, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 7.347 miles de euros netos para soportar sus derechos de prejubilación (6.951 miles de euros netos a 31 de diciembre de 2022) (véase Nota 47.1.2).

47.3.2. Retribución de la Alta Dirección

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2023 Cargo [1]
D. Ignacio Jiménez Soler	Director General de Comunicación
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Medios
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D.ª Patricia Fernández Salís	Directora General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT Digital Solutions
D.ª María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Marco Palermo	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Davide Ciciliato[2]	Director General de Endesa X

[1] El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).
[2] Con fecha 31 de octubre de 2023 se produjo la dimisión del Director General de Endesa X, D. Davide Ciciliato. Esta Dirección pasó a integrarse en la Dirección General de Comercialización.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2022 Cargo[1]
D. Ignacio Jiménez Soler	Director General de Comunicación
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Medios
D. Davide Cicliato	Director General de Endesa X
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D.ª Patricia Fernández Salis	Directora General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT Digital Solutions
D.ª María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Luca Passa[2]	Director General de Administración, Finanzas y Control

[1] El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).
[2] Causó baja el 31 de diciembre de 2022 y fue sustituido por D. Marco Palermo el 1 de enero de 2023.

Retribución de la Alta Dirección

Durante los ejercicios 2023 y 2022 la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos ha sido la siguiente:

Miles de Euros

	Remuneraciones Recibidas			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo Endesa	
	2023	2022	2023	2022
Retribución Fija	5.509 [1]	5.296 [2]	–	–
Retribución Variable	3.638 [3]	3.411 [4]	–	–
Dietas	–	–	–	–
Atenciones Estatutarias	–	–	–	–
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	1.174 [5]	968 [6]	–	–
Otros	343	314	–	–
TOTAL	**10.664**	**9.989**	**–**	**–**

[1] En las remuneraciones percibidas por la Alta Dirección se incluye el importe correspondiente al descuento por la compra de acciones, 84 miles de euros y el descuento correspondiente al comedor 6 miles de euros dentro del Plan de Retribución Flexible.
[2] En las remuneraciones percibidas por la Alta Dirección se incluye el importe correspondiente al descuento por la compra de acciones, 96 miles de euros y el descuento correspondiente al comedor 3 miles de euros dentro del Plan de Retribución Flexible.
[3] Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025. La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ha ascendido a 4.299 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (2.541 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (1.688 miles de euros). En el ejercicio 2023 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022.
[4] Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024. La consolidación del pago en el ejercicio 2022 ha ascendido a 4.927 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (2.408 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (2.519 miles de euros). En el ejercicio 2022 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2018-2020, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Fidelización 2019-2021.
[5] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025.
[6] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 2022-2024.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Miles de Euros

	Otros Beneficios			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo Endesa	
	2023	2022	2023	2022
Anticipos	586	517	–	–
Créditos Concedidos	–	154	–	–
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	816	784	–	–
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contraídas	19.793	18.180	–	–
Primas de Seguros de Vida y Accidentes	**162**	**240**	**–**	**–**

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos.

47.3.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

En relación al Consejero Delegado, el contrato suscrito con el mismo no prevé indemnización por el cese en su cargo. No obstante lo anterior, cuando el Consejero Delegado cese en su cargo, se extinguirá automáticamente su relación anterior, es decir, su contrato de alto directivo, suspendido desde su nombramiento como Consejero Delegado, en cuyo caso, por la extinción de su relación laboral de Alta Dirección D. José Damián Bogas Gálvez tendrá derecho a percibir una cantidad neta de 7.347 miles de euros, siendo esta cantidad el resultado de reducir la indemnización bruta que tiene consolidada en el importe de las retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y, en su caso, las cotizaciones de la Seguridad Social aplicables en la fecha de su abono. Esta cantidad se actualizará al alza según el Índice de Precios de Consumo (IPC) del año anterior.

Esta compensación es incompatible con la percepción de cualquier otra indemnización que tenga su origen en la extinción de la relación del consejero. Esta cantidad neta de 7.347 miles de euros incluye el pacto de no competencia postcontractual de 2 años, incluido en el contrato de Alta Dirección del Consejero Delegado.

Esta indemnización o compensación garantizada es compatible con el sistema de ahorro de prestación definida del Consejero Delegado. La extinción en los supuestos de fallecimiento o jubilación reconocen el derecho del Consejero Delegado o de sus causahabientes a la compensación garantizada.

Respecto a la Alta Dirección y al personal Directivo, si bien no es habitual este tipo de cláusulas de extinción, en los casos en los que las hay, son de contenido semejante para los supuestos aplicables en el régimen de relación laboral común.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Cláusulas	Régimen
Extinción	· Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de 1 a 3 veces la retribución anual. En la política de Remuneraciones de Consejeros de Endesa 2022-2024 se establece que cuando se produzcan nuevas incorporaciones a la Sociedad o su Grupo en la Alta Dirección se establecerá un límite máximo de 2 años de la retribución total y anual devengada, para los pagos por resolución de contrato, incluidos los importes no previamente consolidados de sistemas de ahorro a largo plazo y las cantidades que se abonen en virtud de pactos de no competencia post-contractual, aplicable en cualquier caso, en los mismos términos, a los contratos con Consejeros Ejecutivos. · Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto. · Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero. · Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del Directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización. Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.
Pacto de No Competencia Postcontractual	· En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con Endesa, durante el periodo de 2 años; en contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima de hasta una vez la retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, asciende a 11 personas.

47.3.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los Consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las partes vinculadas a ellos, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Endesa, y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

31 de diciembre de 2023				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	Participación (%)	Cargos
D. Flavio Cattaneo	00811720580	Enel, S.p.A.	0,02459013	Consejero Delegado y Director General
D. Flavio Cattaneo	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Damián Bogas Gálvez	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Stefano de Angelis	00811720580	Enel, S.p.A.	—	Director de Administración, Finanzas y Control
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	—	Director de Enel Grids, S.r.l.
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	—	Administrador Único de Enel Grids, S.r.l.
D.ª Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00026522	Responsable Global de Enel X Retail

31 de diciembre de 2022				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	Participación (%)	Cargos
D. Francesco Starace	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00576855	Consejero Delegado y Director General
D. Francesco Starace	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Damián Bogas Gálvez	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Alberto de Paoli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00069644	Director de Administración, Finanzas y Control
D. Antonio Cammisecra	00811720580	Enel, S.p.A.	—	Director de la división de Enel Grids, S.r.l.
D. Antonio Cammisecra	00811720580	Enel, S.p.A.	—	Administrador Único de Enel Grids, S.r.l.
D.ª Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00026177	Responsable Global de Estrategia, Economía y Planificación de Escenarios

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señala que los miembros del Consejo de Administración no han manifestado situaciones de conflicto, directo o indirecto, con el interés de la Sociedad durante el ejercicio 2023.

Diversidad de género: A 31 de diciembre de 2023 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. está integrado por 12 Consejeros, de los cuales 5 son mujeres (12 Consejeros, de los cuales 5 eran mujeres, a 31 de diciembre de 2022).

Durante los ejercicios 2023 y 2022 la Sociedad ha dispuesto de pólizas de responsabilidad civil para Consejeros y Altos Directivos por importe bruto de 1.768 miles de euros y 1.772 miles de euros, respectivamente. Se asegura tanto a los Administradores como al personal de la Sociedad con responsabilidades directivas.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 no se han producido daños ocasionados por actos u omisiones de los Administradores que hubieran requerido hacer uso de la prima del seguro de responsabilidad civil que éstos tienen suscrita a través de la Sociedad.

47.3.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de Endesa, S.A.

La retribución variable a largo plazo de Endesa se articula a través de los planes de remuneración a largo plazo, denominados Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico, que tiene como principal finalidad fortalecer el compromiso de los empleados, que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. El Plan está estructurado a través de programas trienales sucesivos, que se inician cada año desde el 1 de enero de 2010. Desde el año 2014, los Planes tienen previsto un diferimiento del pago y el requisito de que el Directivo esté en activo en la fecha de liquidación del mismo; y los pagos se realizan en 2 fechas: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30 % del incentivo y el 70 % restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

Una vez finalizado el periodo de devengo de los Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico, únicamente se tendrá derecho al cobro de estos, en el caso de bajas por jubilación, finalización del contrato de duración determinada o defunción, realizándose el pago en el momento que corresponda, pudiéndose anticipar a los herederos en caso de fallecimiento. Para aquellos Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico en el que no haya finalizado el devengo, únicamente se tendrá derecho a cobrar la cantidad correspondiente al Importe Base del Incentivo que le ha sido asignado, «*pro rata temporis*» hasta la fecha de extinción de la relación contractual, cuando se cumplan las Condiciones de Ejercicio para las bajas por jubilación o finalización del contrato de duración determinada.

Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023

Con fecha 30 de abril de 2021 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. aprobó el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «*Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023*», que tiene como principal finalidad recompensar la contribución al cumplimiento sostenible del Plan Estratégico de las personas que ocupan posiciones de mayor responsabilidad, y entre las que se incluyen los Consejeros Ejecutivos de Endesa, S.A. Las principales características de este Plan son las siguientes:

	Principales Características
Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023	- El periodo de desempeño será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2021. - El Incentivo prevé la asignación de un incentivo compuesto por el derecho a percibir: (i) un número de acciones ordinarias de Endesa, S.A. y (ii) una cantidad dineraria, referenciados a un incentivo base «target», sujeto a las condiciones y posibles variaciones en virtud del mecanismo del Plan. - El Plan tiene previsto un diferimiento del pago: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30 % del incentivo y el 70 % restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

Con respecto al total del incentivo devengado, el Plan prevé que hasta el 50 % del incentivo base «*target*» se desembolse íntegramente en acciones.
La cantidad cineraria a satisfacer se calcula como la diferencia entre el importe total del incentivo devengado y la parte a pagar en acciones.
El devengo del «*Incentivo Estratégico 2021-2023*» está vinculado al cumplimiento de 4 objetivos durante el periodo de desempeño:

	Objetivos
Devengo del Incentivo Estratégico 2021-2023	1 Evolución del «*Total Shareholder Return*» (TSR) medio de Endesa, S.A. respecto a la evolución del Total Shareholder Return (TSR) medio del Índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable. Este parámetro tiene una ponderación del 50 % en el total del incentivo.
	2 Objetivo de rentabilidad sobre el capital medio empleado («*Return on Average Capital Employed*» (ROACE)[a]) acumulado en el periodo de devengo. El objetivo del capital medio empleado acumulado de Endesa representa la relación entre el Resultado Operativo Ordinario (EBIT Ordinario)[b] y el Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio)[c] de forma acumulada en el periodo 2021-2023. Este parámetro tiene una ponderación del 25 % en el total del incentivo.
	3 Capacidad instalada neta de fuentes renovables, representado por la relación entre la capacidad instalada neta de fuentes renovables y la capacidad instalada neta total acumulada en Endesa en 2023 (véase Nota 5.1). Este parámetro tiene una ponderación del 15 % en el total del incentivo.
	4 Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de Endesa (véase Nota 5.1). Este parámetro tiene una ponderación del 10 % en el incentivo.

[a] «*Return On Average Capital Employed*» (ROACE) (%) = Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).
[b] Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados.
[c] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes)$_n$ + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes)$_{n-1}$) / 2.

Para cada uno de los objetivos se establece un nivel de entrada a partir del cual se consideraría cumplido el objetivo y 2 niveles de sobrecumplimiento: la consecución por encima del primer nivel equivale a un 150 %; y la consecución por encima del segundo nivel equivale al cumplimiento máximo del 180 %. Por tanto, el nivel de retribución variable se situaría entre el 0 % y el 180 % del incentivo base.

Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024

Con fecha 29 de abril de 2022 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. aprobó el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «*Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024*».
La finalidad y las características de este Plan son iguales al «*Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023*» descrito en el apartado anterior, las diferencias son el periodo de desempeño y los objetivos a los que está vinculado su devengo.
De acuerdo con lo anterior, el devengo del «*Incentivo Estratégico 2022-2024*» está vinculado al cumplimiento de 5 objetivos durante el periodo de desempeño, que será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2022:

	Objetivos
Devengo del Incentivo Estratégico 2022-2024	1 Evolución del «*Total Shareholder Return*» (TSR) medio de Endesa, S.A. respecto a la evolución del Total Shareholder Return (TSR) medio del Índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable. Este parámetro tiene una ponderación del 50 % en el total del incentivo.
	2 Objetivo de rentabilidad sobre el capital medio empleado («*Return on Average Capital Employed*» (ROACE)[a]) acumulado en el periodo de devengo. El objetivo de ROACE acumulado de Endesa representa la relación entre el Resultado Operativo Ordinario (EBIT Ordinario)[b] y el Capital Neto Invertido (CIN)[c] de forma acumulada en el periodo 2022-2024. Este parámetro tiene una ponderación del 25 % en el total del incentivo.
	3 Capacidad instalada neta de fuentes renovables, representado por la relación entre la capacidad instalada neta de fuentes renovables y la capacidad instalada neta total acumulada en Endesa en 2024 (véase Nota 5.1). Este parámetro tiene una ponderación del 10 % en el total del incentivo.
	4 Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de Endesa en 2024 (véase Nota 5.1). Este parámetro tiene una ponderación del 10 % en el incentivo.
	5 Porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de la dirección en 2024. Este parámetro tiene una ponderación del 5 % en el incentivo.

[a] «*Return On Average Capital Employed*» (ROACE) (%) = Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).
[b] Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados.
[c] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes)$_n$ + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes)$_{n-1}$) / 2.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025

Con fecha 28 de abril de 2023 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. ha aprobado el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «*Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025*».

La finalidad y las características de este Plan son iguales al «*Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023*» y «*Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024*» descritos en los apartados anteriores, las diferencias son el periodo de desempeño y los objetivos a los que está vinculado su devengo.

De acuerdo con lo anterior, el devengo del «*Incentivo Estratégico 2023-2025*» está vinculado al cumplimiento de 4 objetivos durante el periodo de desempeño, que será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2023:

	Objetivos
Devengo del Incentivo Estratégico 2023-2025	1. Evolución del «*Total Shareholder Return*» (TSR) medio de Endesa, S.A. respecto a la evolución del «*Total Shareholder Return*» (TSR) medio del Índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable. Este parámetro tiene una ponderación del 50 % en el total del incentivo.
	2. Objetivo ROIC («*Return on Invested Capital*»)[11] — WACC («*Weighted Average Cost of Capital*»)[13] representado por la relación entre el NOPAT (EBIT Ordinario sin efecto fiscal)[12] y Capital Neto medio Invertido (CIN)[14] menos el WACC. Este parámetro tiene una ponderación del 30 %.
	3. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de Endesa en España y Portugal en 2025 (véase Nota 5.1). Este parámetro tiene una ponderación del 10 % en el incentivo.
	4. Porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de la dirección en 2025. Este parámetro tiene una ponderación del 10 % en el incentivo.

[11] «*Return On Invested Capital*» (ROIC) (%) = Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).
[12] Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados después de impuestos.
[13] WACC («*Weighted Average Cost of Capital*») = Tasa de descuento después de impuestos de Endesa del periodo correspondiente.
[14] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta)$_0$ + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta)$_{-1}$) / 2.

El importe devengado por los Planes vigentes durante el ejercicio 2023, por el conjunto de estos planes, ha sido de 4 millones de euros (3 millones de euros en el ejercicio 2022, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024), correspondiendo 2 millones de euros brutos a la estimación de los pagos basados en acciones que se liquidarán en instrumentos de patrimonio (1 millón de euros brutos en el ejercicio 2022, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2020-2022, 2021-2023 y 2022-2024).

El epígrafe «*Otros Instrumentos de Patrimonio Neto*» del Patrimonio Neto del Estado de Situación Consolidado recoge los movimientos del ejercicio 2023 siendo el saldo a 31 de diciembre de 2023 de 5 millones de euros (4 millones de euros a 31 de diciembre de 2022).



48. COMPROMISOS DE ADQUISICIÓN Y GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 existen garantías prestadas frente a terceros por los siguientes conceptos e importes e información relativa a compromisos futuros de compra con el siguiente detalle:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Garantías Prestadas Frente a Terceros:			
Operaciones de Instrumentos Financieros Derivados en los Mercados Energéticos		–	2.000[1]
Inmovilizado Material en Garantía por la Financiación Recibida	20.4, 35.1.13 y 41.4.3	39	70
Contratos a Corto y Largo Plazo de Gas		366	445
Contratos de Energía		69	62
Contrato de Arrendamiento del Buque Metanero		100	151
Contratos para operar en Mercados Financieros		40	40
Contratos de Suministros de otras Existencias		57	23
Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta	47.2	3	3
TOTAL[2]		**674**	**2.804**
Compromisos Futuros de Compra:			
Inmovilizado Material	20.2	1.160	1.100
Activo intangible	20.2	115	102
Inversiones Financieras		–	–
Prestación de Servicios	27.1	15	18
Compras de Materias Energéticas y otras:	31.3	18.848	22.942
Materias Energéticas		18.691	22.583
Electricidad		–	–
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)		100	296
Otras Existencias		57	63
TOTAL		**20.138**	**24.162**

[1] Correspondía a la contragarantía prestada por Endesa, S.A. a Enel, S.p.A. para garantizar la garantía prestada previamente por Enel, S.p.A. a Endesa Generación, S.A.U. (para el cumplimiento de las obligaciones de esta última con terceros, derivadas de las reglas operativas de funcionamiento de los mercados organizados de gas y electricidad nacionales o internacionales en los que participa), por un importe de hasta 2.000 millones de euros, con una duración hasta el 30 de junio de 2023 (véase Nota 47.1.2).

[2] No incluye avales bancarios frente a terceros.

Endesa considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2023, si los hubiera, no serían significativos.

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 20, 23, 27, 31 y 41.1.4 de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Los Administradores de la Sociedad consideran que Endesa podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

49. RETRIBUCIÓN DE AUDITORES

A 31 de diciembre de 2023 y 2022 los honorarios correspondientes a los servicios prestados por la empresa auditora KPMG Auditores, S.L. y otras entidades de su red, con independencia del momento de su facturación, son los siguientes:

Miles de Euros

	2023	2022
Por Servicios de Auditoría	2.086	1.872
Por otros Servicios de Verificación Contable[1]	909	829
Por otros Servicios	–	–
TOTAL	**2.995**	**2.701**

[1] Correspondientes a revisiones limitadas de Estados Financieros Intermedios, informes de procedimientos acordados y de conformidad en relación a emisiones de valores.



50. PLANTILLA

50.1. Plantilla final

El detalle de la plantilla final de Endesa es el siguiente:

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	160	43	203	169	40	209
Mandos Intermedios	2.425	1.345	3.770	2.477	1.330	3.807
Personal de Administración y Gestión y Operarios	4.033	1.029	5.062	4.174	1.068	5.242
TOTAL EMPLEADOS	**6.618**	**2.417**	**9.035**	**6.820**	**2.438**	**9.258**

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	3.697	1.258	4.955	3.838	1.264	5.102
Distribución	2.254	496	2.750	2.265	490	2.755
Estructura y Otros [1]	667	663	1.330	717	684	1.401
TOTAL EMPLEADOS	**6.618**	**2.417**	**9.035**	**6.820**	**2.438**	**9.258**

[1] Estructura y Servicios.

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Menores de 30 años	326	170	496	370	199	569
Entre 30 y 50 años	3.729	1.565	5.294	3.888	1.617	5.505
Mayores de 50 años	2.563	682	3.245	2.562	622	3.184
TOTAL EMPLEADOS	**6.618**	**2.417**	**9.035**	**6.820**	**2.438**	**9.258**

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
España	6.601	2.401	9.002	6.811	2.427	9.238
Portugal	17	16	33	9	11	20
TOTAL EMPLEADOS	**6.618**	**2.417**	**9.035**	**6.820**	**2.438**	**9.258**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

50.2. Plantilla media

El detalle de la plantilla media de Endesa es el siguiente:

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2023			2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	163	43	206	189	50	239
Mandos Intermedios	2.428	1.322	3.750	2.429	1.261	3.690
Personal de Administración y Gestión y Operarios	4.099	1.042	5.141	4.158	1.056	5.214
TOTAL EMPLEADOS	**6.690**	**2.407**	**9.097**	**6.776**	**2.367**	**9.143**

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2023			2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	3.747	1.243	4.990	3.783	1.223	5.006
Distribución	2.258	491	2.749	2.275	469	2.744
Estructura y Otros [1]	685	673	1.358	718	675	1.393
TOTAL EMPLEADOS	**6.690**	**2.407**	**9.097**	**6.776**	**2.367**	**9.143**

[1] Estructura y Servicios

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2023 y 2022 por las sociedades de Operación Conjunta es 773 y 789, respectivamente.

El detalle del número medio de personas empleadas en los ejercicios 2023 y 2022 con discapacidad mayor o igual al 33 % es el siguiente:

Número de Empleados

	Plantilla Media con Discapacidad [1]					
	2023			2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	1	–	1	1	–	1
Mandos Intermedios	27	7	34	24	6	30
Personal de Administración y Gestión y Operarios	41	14	55	39	13	52
TOTAL EMPLEADOS	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

[1] Mayor o igual al 33 %.

Número de Empleados

	Plantilla Media con Discapacidad [1]					
	2023			2022		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	30	10	40	30	9	39
Distribución	23	2	25	22	2	24
Estructura y Otros [2]	16	9	25	12	8	20
TOTAL EMPLEADOS	**69**	**21**	**90**	**64**	**19**	**83**

[1] Mayor o igual al 33 %.
[2] Estructura y Servicios.

51. PROVISIONES, ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incursas las sociedades de Endesa son los siguientes:

- Existen, principalmente, 2 procedimientos judiciales en curso contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U., relacionados con el incendio forestal ocurrido en Aguilar de Segarra (Barcelona) con fecha 18 de julio de 1998, de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe de 2,7 millones de euros.
- Las autorizaciones administrativas de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, titularidad de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. (Sociedad 100 % de Enel Green Power España, S.L.U.) fueron anuladas mediante Sentencias del Tribunal Supremo de 13 de julio de 2015 y 5 de mayo de 2017, respectivamente, por entender que la tramitación de la Declaración de Impacto Ambiental no fue realizada correctamente. También fueron anuladas, por el mismo motivo, las licencias municipales otorgadas por los Ayuntamientos de Valdesamario y Riello para el parque eólico de Valdesamario (Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 26 de junio de 2017 y Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, ambas firmes) así como las infraestructuras de evacuación de los parques (Sentencias del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 13 y 19 de marzo de 2018, que fueron impugnadas ante el Tribunal Supremo por su titular, Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. (Sociedad 100 % de Enel Green Power España, S.L.U.), habiendo el Tribunal Supremo inadmitido los 3 recursos de casación interpuestos mediante Autos de 20 de diciembre de 2018 y 31 de enero de 2019) y la aprobación del proyecto de la subestación eléctrica de transformación (SET) Ponjos (Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo 1 de León de 31 de mayo de 2017, impugnada por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U., recurrida en apelación, habiéndose estimado dicho Recurso mediante Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 1 de julio de 2021. En lo que respecta al parque eólico Peña del Gato, se obtuvo una nueva autorización administrativa con fecha 8 de mayo de 2017 (tras volver a tramitar el proyecto subsanando los defectos de su evaluación ambiental) y las instalaciones se pusieron en marcha con fecha 3 de enero de 2018 (14 máquinas), y las restantes 11 máquinas con fecha 4 de abril de 2018, tras recibir el permiso de ocupación de montes modificado para ajustarse a la nueva autorización administrativa. En incidente de ejecución de Sentencia, el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León ha anulado la nueva autorización administrativa concedida mediante Auto de 30 de julio de 2018, por entender que se ha dictado con la finalidad de eludir la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de 13 de julio de 2015. Contra dicho Auto se interpuso Recurso de reposición por parte de la Junta de Castilla y León y de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., que fue desestimado mediante Auto de 21 de diciembre de 2018, habiéndose interpuesto contra dicho Auto, por Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., Recurso de casación ante el Tribunal Supremo, el cual fue inadmitido a trámite mediante Providencia de 3 de julio de 2019.
El parque eólico Peña del Gato se vio obligado a paralizar de nuevo su funcionamiento en mayo de 2019, como consecuencia de la paralización de la infraestructura de evacuación. Con fecha 26 de octubre de 2021 se dio traslado a Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. del escrito presentado ante el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León por parte de la asociación «*Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica*», por el que se solicita la paralización de la tramitación de la nueva autorización administrativa y la realización de una prueba pericial ambiental, todo ello en el marco del incidente de ejecución de la Sentencia que anuló la autorización administrativa del parque eólico Peña del Gato. Tanto Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., como la Junta de Castilla y León se han opuesto a la referida solicitud, que ha sido desestimada mediante Auto del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 10 de febrero de 2022. Con fecha 24 de mayo de 2022 se ha obtenido una nueva autorización administrativa y declaración de impacto ambiental de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, así como de la infraestructura de evacuación. Contra dichas autorizaciones se han presentado recursos de alzada por parte de varias asociaciones ecologistas, que han sido desestimados por la Junta de Castilla y León. Con

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

fecha 20 de enero de 2023 se ha notificado a Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. que la asociación *«Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica»* ha interpuesto, ante el Juzgado de lo Contencioso-Administrativo de León, sendos recursos contencioso-administrativos contra la desestimación de los recursos de alzada contra la autorización administrativa y declaración de impacto ambiental de los parques eólicos Valdesamario y Peña del Gato.

- El Tribunal Supremo dictó Sentencia número 212/2022, de 21 de febrero, en el Recurso interpuesto por Endesa, S.A., Endesa Energía, S.A.U. y Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. (Endesa), así como en los Recursos interpuestos por otras empresas del Sector Eléctrico contra la obligación, prevista en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, y Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, de financiar el coste del Bono Social, así como de cofinanciar con las Administraciones Públicas el suministro de consumidores vulnerables severos acogidos a Tarifas de Último Recurso (TUR) y en riesgo de exclusión social. Se trata del Recurso interpuesto contra el tercer régimen de financiación del Bono Social en virtud del cual se imponía la obligación de financiación a las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica o a las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de un grupo empresarial. En particular, el Tribunal Supremo estima parcialmente el Recurso declarando (i) inaplicables el régimen de financiación del Bono Social y el régimen de cofinanciación con las Administraciones del suministro de consumidores vulnerables severos acogidos a Tarifa de Último Recurso (TUR) y en riesgo de exclusión social; (ii) inaplicables y nulos los artículos 12 a 17 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre. Se reconoce a su vez, (iii) el derecho de la parte actora a ser indemnizada por las cantidades abonadas en concepto de financiación del Bono Social y de cofinanciación con las Administraciones Públicas, de manera que se reintegren todas las cantidades satisfechas por esos conceptos, descontando las cantidades que, en su caso, hubiesen repercutido a los clientes. Se declara, por último, (iv) el derecho de la actora a ser resarcida por el importe de las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, así como de las cantidades satisfechas para la aplicación de dicho procedimiento, descontando aquellas cantidades que, en su caso, se hubieran repercutido a los clientes. Mediante Auto de 24 de marzo de 2022, el Tribunal Supremo desestimó la solicitud de subsanación o complemento de Sentencia planteada por la Abogacía del Estado al objeto de que la Administración pudiera seguir liquidando a los sujetos obligados el correspondiente coste de financiación, por cuanto el régimen de financiación ha sido expulsado del ordenamiento. No obstante, el Tribunal Supremo confirma que: *«pese a la declaración de inaplicabilidad y de anulación de los preceptos legales y reglamentarios que regulan el régimen de financiación del Bono Social, la pervivencia de la obligación de descuento en el precio de la electricidad suministrada a los consumidores vulnerables seguirá generando a determinadas empresas, aun después de la Sentencia, unos desembolsos cuyo tratamiento y resarcimiento habrá de abordarse en el nuevo régimen legal de financiación del Bono Social que se establezca, en sustitución del que ahora se declara inaplicable, o en una norma específica que a tal efecto se apruebe»*. Mediante Diligencia de Ordenación de 24 de mayo de 2022 se tiene por recibida la Sentencia por parte del Órgano responsable, indicándose que el fallo ha de ser cumplido por la Subdirección General de la Energía Eléctrica. Ante la inactividad de la Administración, con fecha 10 de noviembre de 2022, se presentó escrito promoviendo incidente de ejecución. Posteriormente, mediante Diligencia de Ordenación de 9 de enero de 2023, se ha recibido informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) sobre el estado de ejecución de la Sentencia, dándose traslado a Endesa para que, en un plazo de 10 días, manifieste si la Administración ha fijado las cantidades a abonar en concepto de indemnización. Con fecha 24 de enero de 2023, Endesa ha presentado escrito de alegaciones, junto con los correspondientes informes y ha solicitado, a su vez, acceso al informe elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y sobre el que se basa el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para elaborar su informe sobre el estado de ejecución de la Sentencia, reservándose el derecho a formular ulteriores alegaciones a la vista del citado informe. Con fecha 29 de marzo de 2023, se ha presentado un nuevo escrito ante el Tribunal Supremo solicitando que (i) se proceda al pago inmediato de la cantidad no controvertida de la indemnización reclamada, (ii) se de traslado del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre el que se basa el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para elaborar su informe sobre el estado de ejecución de la Sentencia (tal y como, reiteradamente, se viene solicitando) y (iii) se emplace al Abogado del Estado para que formule alegaciones y se proceda a la ratificación de los informes periciales presentados. Con fecha 26 de mayo de 2023 el Tribunal Supremo dictó Auto acordando, entre otras cuestiones: (i) iniciar incidente de ejecución de Sentencia, (ii) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que remita Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 24 de marzo de

2022 solicitado, (iii) estimar en parte el incidente promovido por Endesa, declarando el derecho de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. a que la Administración le abone en el plazo máximo de un mes la cantidad de 152 millones de euros por el concepto al que se refiere el Apartado cuarto de la parte dispositiva de la Sentencia, incrementado dicho importe con los intereses legales correspondientes computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su reintegro; (iv) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que, en el plazo máximo de un mes, proceda a cuantificar el importe que ha de abonar a la parte recurrente en concepto de indemnización por el coste financiación del Bono Social que corresponde a la comercializadora libre de Endesa una vez descontada, en su caso, la cantidad que hubiese repercutido a los clientes, (v) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que a la mayor prontitud proceda a cuantificar el importe que ha de abonar a la recurrente en concepto de cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social y para que en el plazo máximo de 2 meses abone a la recurrente la cantidad que proceda por ese concepto, incrementada con los intereses legales en los términos que señala la parte dispositiva de la Sentencia. Con fecha 28 de julio de 2023, la Secretaría de Estado de Energía notificó Resolución reconociendo a Endesa (i) una indemnización por importe de 172 millones de euros (incluidos los intereses legales correspondientes) por los costes de financiación asociados a los clientes del segmento regulado del mercado y (ii) una indemnización de 7 millones de euros (incluidos los intereses legales correspondientes) por los costes de implantación y tramitación del Bono Social. Respecto al coste de financiación asociado a los clientes del segmento libre del mercado de comercialización, la citada Resolución de la Secretaría de Estado de Energía no reconoce indemnización alguna. El 18 de septiembre de 2023, Endesa remitió ante el Tribunal Supremo escrito de alegaciones, junto con los correspondientes informes periciales, al objeto de demostrar que Endesa tampoco ha repercutido el coste de financiación del Bono Social asociado a los clientes del segmento libre del mercado y que, en consecuencia, tiene derecho a una indemnización íntegra.

- En junio de 2017, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) acordó la incoación del expediente sancionador contra Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. por una posible vulneración del artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) consistente en la utilización de la factura de los clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR) para publicitar los servicios ofrecidos por la comercializadora libre de Endesa.

  Tras la instrucción del expediente sancionador, el envío de la propuesta de Resolución y la remisión de las correspondientes alegaciones por parte de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., con fecha 20 de junio de 2019 se ha dictado la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se acuerda imponer una sanción a Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. de aproximadamente 5 millones de euros por un supuesto acto de competencia desleal contrario al artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) y al artículo 4 de la Ley 3/1991, de 10 de enero, de Competencia Desleal (LCD).

  Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. habría aprovechado un canal privilegiado (factura emitida a clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR)), no accesible a otros competidores, para lanzar publicidad de servicios propios de mercado libre a un colectivo supuestamente vulnerable, los consumidores de mercado regulado.

  Con fecha 31 de julio de 2019, Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. interpuso Recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, con solicitud de suspensión cautelar de la ejecución de la Resolución sancionadora, entre otras cuestiones, porque considera que (i) la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) funda sus conclusiones en meras presunciones no probadas, (ii) la conducta de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. no reúne los requisitos necesarios para ser considerado un acto contrario a la buena fe y (iii) tampoco se ha logrado acreditar que la conducta imputada tuviera un impacto sobre la competencia y el interés público, susceptible de ser sancionado bajo el artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).

  Con fecha 10 de octubre de 2023 se ha dictado Sentencia por parte de la Audiencia Nacional, desestimado este Recurso contencioso-administrativo, contra el cual Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. ha formulado Recurso de casación ante el Tribunal Supremo, pendiente de admisión.

- Con fecha 14 de diciembre de 2020, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a Enel Green Power España, S.L.U. y a su matriz, Endesa Generación, S.A.U., la incoación de un expediente sancionador por presunto abuso de posición de dominio por parte de Enel Green Power España, S.L.U. en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte en determinados nudos con efectos en el mercado conexo de generación eléctrica. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Competencia (CNMC), Enel Green Power España, S.L.U. habría, supuestamente, aprovechado su condición de Interlocutor Único de Nudo (IUN) para favorecer a empresas de su mismo Grupo en perjuicio de terceras empresas generadoras.

Enel Green Power España, S.L.U. remitió alegaciones indicando que no tiene posición de dominio en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte, ni tampoco la figura del Interlocutor Único de Nudo (IUN) tenía conferidas facultades de decisión, ni margen de apreciación alguno en el proceso de tramitación de acceso a la red, tal y como ha sido reconocido por la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en numerosos casos y así está recogido en la normativa sectorial que confiere al Operador del Sistema la facultad exclusiva para atender y analizar las solicitudes de conexión a la red de transporte. Por lo demás, Enel Green Power España, S.L.U. considera que no se ha producido efecto exclusionario, ni cierre de mercado alguno debiéndose excluir, de plano, la supuesta práctica abusiva, por no concurrir el tipo previsto en el artículo 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia. Tras la instrucción del expediente sancionador, envío de la Propuesta de Resolución y remisión de las correspondientes alegaciones por parte de Enel Green Power España, S.L.U. Con fecha 10 de junio de 2022, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) dictó resolución sancionadora acordando imponer a Enel Green Power España, S.L.U. y, solidariamente, a su matriz Endesa Generación, S.A.U. multas por importe total de 5 millones de euros por la comisión de 2 infracciones muy graves contrarias al artículo 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) consistentes en un supuesto abuso de posición de dominio por parte de Enel Green Power España, S.L.U., en su condición de Interlocutor Único de Nudo (IUN), en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte en los nudos de las subestaciones de Tajo de la Encantada y Lastras. Con fecha 29 de julio de 2022, Enel Green Power España, S.L.U. y Endesa Generación, S.A.U. presentaron Recurso ante la Audiencia Nacional contra la citada resolución sancionadora de 10 de junio de 2022 y, a su vez, solicitaron la suspensión cautelar del Apartado tercero de la parte dispositiva de la resolución relativa al pago de las sanciones impuestas. Mediante Auto de 13 de diciembre de 2022, la Audiencia Nacional acordó la suspensión de la ejecución de la multa, condicionado a la aportación de garantía suficiente por parte de las recurrentes, debidamente remitido a la Sala. Con fecha 20 de abril de 2023, se presentó escrito de demanda, habiéndose evacuado ya la contestación por parte del Abogado del Estado.

- El 6 de octubre de 2021, la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias notificó a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. 3 Resoluciones por las que se acordaba el inicio de otros tantos expedientes sancionadores, ES.AE.LP 006/2019, ES.AE.LP 007/2019 y ES.AE.LP 008/2019, por importe 11, 19 y 28 millones de euros, respectivamente, por presuntas infracciones consistentes en la denegación o alteración injustificada del permiso de conexión a un punto de red y el incumplimiento de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones e incidencias. Tales acuerdos de incoación incurrían en graves defectos de identificación de los hechos en los que se basaba la acusación, que afectaban de raíz al propio derecho de defensa, por lo que con fecha 29 de octubre de 2021 Edistribución Redes Digitales, S.L.U. presentó escritos en cada uno de ellos poniendo de manifiesto esta circunstancia, al resultar imposible formular el imprescindible escrito de descargo adecuado por no poder conocer con claridad qué hechos eran los imputados. El 28 de enero de 2022 se recibió comunicación del órgano actuante en el primero de ellos, ES.AE.LP 006/2019, y el 7 de febrero de 2022 en los 2 restantes, ES.AE.LP 007/2019 y ES.AE.LP 008/2019, donde, respondiendo a las alegaciones, se acompañaban copias de los expedientes base en que se fundamentan las decisiones de incoar los procedimientos sancionadores. Ello constituye un relevante índice de la tramitación irregular de los expedientes.

  En relación con el expediente sancionador ES.AE.LP 006/2019 se presentaron primeras alegaciones con fecha 18 de febrero de 2022 y la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, con fecha 17 de junio de 2022, resolvió la finalización del procedimiento sancionador con archivo de las actuaciones por no haberse producido incumplimiento de la normativa de aplicación del Sector Eléctrico por parte de Edistribución Redes Digitales, S.L.U.

  En relación con los expedientes sancionadores, ES.AE.LP 007/2019 y ES.AE.LP 008/2019, se presentaron las primeras alegaciones el 28 de febrero de 2022.

  El día 24 de enero de 2022 fue notificada a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. una nueva Resolución de la Dirección General de la Energía del Gobierno de Canarias, de fecha 18 de noviembre de 2021, por la que acordaba incoar otro expediente sancionador, ES.AE.LP 06/2020, por la presunta comisión de otras 5 infracciones calificadas de continuadas y graves y 2 infracciones calificadas de muy graves no continuadas, señalando la posibilidad de imponer una sanción de 94 millones de euros. Las infracciones imputadas vuelven a hacer referencia a peticiones de acceso y conexión a la red, ejecución de acometidas, tratamiento de las solicitudes de clientes, información proporcionada, sistemas implantados y demoras en la ejecución y servicios de atención de quejas y reclamaciones. Estas infracciones vienen referidas a 50 expedientes administrativos no sancionadores. Se presentan alegaciones el 18 de marzo 2022. El 28 de septiembre de 2022 se notificó Propuesta de Resolución de 26 de septiembre de 2022, por la que se pro-

pone sancionar a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. con una multa de 31 millones de euros como empresa responsable de la comisión de 5 infracciones graves y 2 muy graves de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Esta circunstancia de reducción de la cuantía inicial de incoación se está reproduciendo en otros expedientes sancionadores menores, así como el archivo de actuaciones por caducidad, tras recientes sentencias del Tribunal Superior de Justicia de Canarias, si bien se ha producido en algunos casos la reapertura de expedientes caducados.

- En el curso de un arbitraje de revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado iniciado por Endesa Generación, S.A.U., el demandado, una Compañía productora de gas natural licuado, ha presentado una demanda reconvencional solicitando un pago de aproximadamente 1.283 millones de dólares estadounidenses (USD) a 30 de septiembre de 2023. El procedimiento ha terminado y se ha dictado laudo con fecha 15 de noviembre de 2023, el cual estima parcialmente las pretensiones de la demanda reconvencional. Ambas partes han solicitado al tribunal aclaración sobre determinados aspectos del laudo. El tribunal tiene que aclarar dichos extremos. En paralelo la Compañía productora de gas natural licuado ha emitido ya factura por importe de 587 millones de dólares estadounidenses (USD) (véanse Notas 10.1 y 16.1).
- En el curso del procedimiento de revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado, la contraparte, una Compañía productora de gas natural licuado, ha iniciado, en marzo de 2023, un arbitraje contra Endesa Generación, S.A.U., solicitando un pago de aproximadamente 585 millones de dólares estadounidenses (USD) a 31 de diciembre de 2023. Este importe podría ser objeto de revisión en función de la evolución del mercado en los próximos meses y hasta la conclusión del arbitraje, lo cual se espera que ocurra en el segundo semestre de 2024 a más tardar. La Sociedad considera que esta demanda no está completamente fundada.
- El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad instauró un mecanismo de minoración del considerado exceso de retribución de las instalación de producción de energía eléctrica inframarginales y no emisoras, en cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por éstas como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales.

  En aplicación de dicho precepto, se atribuyó al Operador del Sistema la liquidación mensual del importe calculado conforme a la metodología instaurada por dicho Real Decreto Ley, cuyo pago corresponderá a las sociedades generadoras titulares de las instalaciones afectadas, o a las sociedades comercializadoras en caso de que la energía producida por aquellas se encuentre bilateralizada dentro del mismo Grupo de sociedades.

  Previamente, con carácter mensual, cada sociedad o Grupo de sociedades podía declarar la energía exenta de minoración, por resultar cubierta por algún instrumento de contratación a plazo que cumpliera con los requisitos establecidos en cada momento (y que han ido variando en función de los sucesivos Reales Decretos Leyes que han modificado la norma originaria).

  En aplicación de cuanto antecede, Endesa ha procedido a lo largo de todo el ejercicio 2023 a declarar la energía exenta que cumple los requisitos legalmente establecidos, a pagar el importe de las liquidaciones practicadas por el Operador del Sistema, y, sin perjuicio del pago, a impugnar las que considera no se ajustan a la legalidad vigente.

  La comprobación y verificación de este mecanismo corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En aplicación de ello, con fecha 18 de julio de 2022 inició un procedimiento de comprobación y verificación de las liquidaciones del Grupo Endesa correspondiente al periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022. A pesar del tiempo transcurrido, aún no hay resolución final del mismo, si bien a lo largo de su tramitación han aflorado determinadas discrepancias que pudieran afectar al importe final a liquidar. Dada la complejidad de la norma, sus sucesivas y reiteradas modificaciones, y la ausencia de antecedentes o criterios generales y públicos contrastados que permitieran arrojar una mayor seguridad jurídica sobre la aplicación del Real Decreto Ley, no es posible en estos momentos vislumbrar un resultado final, no pudiéndose descartar el surgimiento de impactos en el importe de las cantidades definitivas a liquidar, y que han ascendido a lo largo de 2023 al valor total de 128 millones de euros.
- Está en curso un litigio relativo a las actas incoadas por la Inspección en 2017 a Enel Green Power España, S.L.U. en relación con el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2010 a 2013. El principal tema en discusión se refiere a la aplicación o no del régimen de neutralidad fiscal a la fusión de Enel Green Power España, S.L.U. por absorción de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER) en 2011. El pasado 10 de diciembre de 2019 se obtuvo Resolución desestimatoria del Tribunal Económico-Administrativo Central relativo al Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2011 (en lo que respecta a la posición de Enel Green Power España, S.L.U. como sucesora de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER)) se ha decidido interponer recurso ante la Audiencia Nacional. Asimismo, el 16 de junio de 2020 se ha recibido Resolución estimatoria parcial para el Impuesto sobre Sociedades de los ejer-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

cicios 2010 a 2013, donde se discuten los efectos de la aplicación del régimen de neutralidad fiscal en ese periodo, que, de igual manera, se ha decidido seguir recurriendo ante la Audiencia Nacional. La contingencia asociada al proceso no es determinable a priori, en la medida en que se deben evaluar los impactos asociados a las revalorizaciones de activos que tendrían lugar como consecuencia de la aceptación del criterio de la Administración. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.

- En relación con el proceso de Inspección de los ejercicios 2011 a 2014, los Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), notificados el 9 de julio de 2018, están recurridos ante la Audiencia Nacional desde el 3 de junio de 2022.

  Los conceptos objeto de discusión tienen su origen, principalmente, en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de gastos por desmantelamiento de centrales, de determinados gastos financieros y de determinadas pérdidas derivadas de la transmisión de participaciones del periodo inspeccionado y sobre la deducibilidad del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) en aplicación de la regla de la prorrata. La contingencia asociada al proceso es de 42 millones de euros. Se disponía de un aval que garantizaba la suspensión a ambas deudas, sin embargo, tras la inadmisión con fecha 5 de junio de 2023 de la medida cautelar relativa al Acuerdo de Liquidación del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se ha procedido al abono de la misma, manteniéndose el aval que garantiza la suspensión de la deuda para el Acuerdo de Liquidación del Impuesto sobre Sociedades (IS).
- En relación con el proceso de Inspección de los ejercicios 2015 a 2018 se han recibido Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A. y de Retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) de cada una de las sociedades inspeccionadas. Los Acuerdos han sido recurridos ante el Tribunal Económico-Administrativo Central. Los conceptos objeto de discusión tienen su origen, principalmente, en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de determinados gastos financieros del periodo inspeccionado, y en el rechazo de parte de la deducción por Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica acreditada. La contingencia asociada al proceso es de 57 millones de euros. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.
- En relación con el Impuesto sobre el Combustible Nuclear Gastado que regula la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad energética, existen procesos abiertos en los que Endesa Generación S.A.U. ha solicitado la modificación de la base imponible del impuesto por considerar que, a efectos del cálculo del coeficiente de retroactividad establecido en la Disposición Transitoria Tercera de la norma, es de aplicación el criterio establecido en la Resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) de 22 de febrero de 2022. En virtud de estas reclamaciones Endesa Generación ha solicitado una devolución de 142 millones de euros.
- En relación con el Nuevo Gravamen Temporal Energético, introducido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energético y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias (véase Nota 6), Endesa ha recurrido en el mes de febrero de 2023 la normativa de desarrollo ante la Audiencia Nacional por considerar que el gravamen es contrario a la normativa europea y española. Asimismo, se han auto-impugnado las autoliquidaciones presentadas durante el ejercicio 2023 solicitando una devolución de 208 millones de euros, junto con los intereses de demora que correspondan (véase Nota 10.3).
- La diferente interpretación de Endesa y la representación sindical de los trabajadores sobre los efectos de la terminación de la aplicación del *«IV Convenio Colectivo Marco de Endesa», que quedó extinguido con efectos 1 de enero de 2019*, particularmente en lo que a los beneficios sociales del personal pasivo se refiere, determinó la presentación por parte de los sindicatos con representación en las sociedades de Endesa, de una demanda de conflicto colectivo ante la Audiencia Nacional a principios del año 2019. Con fecha 26 de marzo de 2019 se dictó Sentencia en la que la Audiencia Nacional dio la razón a Endesa, declarando válida la interpretación de la Compañía que reconoce la legalidad de la finalización de la aplicación de ciertos beneficios sociales al colectivo pasivo como consecuencia de la extinción del *«IV Convenio Colectivo Marco de Endesa»*.

  Los sindicatos con representación en las sociedades de Endesa presentaron en abril de 2019 un Recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra la misma. En diciembre de 2019 el sindicato mayoritario en Endesa, Unión General de Trabajadores (UGT), acordó desistir del citado Recurso como consecuencia de haberse sometido voluntariamente a un arbitraje en equidad para la resolución de determinados aspectos relativos al *«V Convenio Colectivo Marco de Endesa»*. Por tanto, el recurso ante el Tribunal Supremo continuó su tramitación a instancia de los 3 sindicatos minoritarios demandantes (Comisiones Obreras (CCOO), Sindicato Independiente de la Energía (SIE) y Confederación Intersindical Galega (CIG)).

Con fecha 7 de julio de 2021 el Tribunal Supremo dictó Sentencia (nº 761/2021) por la que desestima íntegramente los recursos presentados por los mencionados sindicatos, confirmando la Sentencia de la Sala de lo Social de la Audiencia Nacional, de fecha 26 de marzo de 2019, recaída en su procedimiento de Conflicto Colectivo, Autos núm. 32/2019.

La Sentencia razona, fundamentalmente, que los beneficios sociales (y entre éstos, los referidos a la tarifa eléctrica) tienen su origen exclusivamente en los convenios colectivos, tanto para el personal activo como para pasivo y familiares, de forma que su extinción, como ocurrió en el caso del «*IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*», determina con carácter general la contractualización de las condiciones establecidas en el mismo para los trabajadores activos y, en el caso de personal no activo y familiares, supuso la extinción definitiva de todos sus derechos, hasta su regulación por medio del «*V Convenio Colectivo Marco de Endesa*».

Además de la citada demanda de Conflicto Colectivo, se han presentado a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas más de un millar de demandas individuales por parte del personal pasivo o acogido al plan voluntario de salidas (AVS) por considerar que la extinción del «*IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*» no les afectaba en los términos informados por la Sociedad. Tras la Sentencia de 7 de julio de 2021 del Tribunal Supremo se levantó la suspensión que pesaba sobre un buen número de dichas demandas, aplicándose por la mayor parte de los juzgados y tribunales implicados el «*efecto de cosa juzgada*» sobre los procesos individuales sobre el mismo objeto, de forma que las reclamaciones individuales planteadas están siendo en su gran mayoría rechazadas.

- Por otro lado, los Sindicatos Comisiones Obreras (CCOO), Sindicato Independiente de la Energía (SIE) y Confederación Intersindical Galega (CIG) interpusieron ante la Audiencia Nacional demanda de Conflicto Colectivo el 16 de diciembre de 2020 solicitando la anulación de determinadas Disposiciones Derogatorias del «*V Convenio Colectivo Marco de Endesa*». A juicio de los demandantes las Disposiciones Derogatorias atacadas suponen la eliminación de beneficios sociales y derechos económicos de forma ilegítima. Endesa mantiene postura contraria, defendiendo su absoluta legalidad consistente con lo argumentado en la impugnación de la modificación de los beneficios sociales al personal pasivo (Sentencia favorable en la Audiencia Nacional de fecha 26 de marzo de 2019, y del Tribunal Supremo de fecha 7 de julio de 2021). El 15 de noviembre de 2021 la Audiencia Nacional dictó Sentencia en la que se desestimaron las pretensiones de los Sindicatos recurrentes declarando la legalidad del «*V Convenio Colectivo Marco de Endesa*». Dicha Sentencia fue recurrida ante el Tribunal Supremo por los Sindicatos Comisiones Obreras (CCOO), Sindicato Independiente de la Energía (SIE) y Confederación Intersindical Galega (CIG) encontrándose a fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas pendiente de resolución.
- En enero de 2020 Endesa inició un proceso de «*Modificación Sustancial de Condiciones de Trabajo*» (MSCT) al objeto de establecer la nueva ordenación de los beneficios sociales para el personal no incluido en el «*V Convenio Colectivo Marco de Endesa*». Tras el oportuno procedimiento, el 24 de marzo de 2021 finalizó el periodo de consultas con el acuerdo entre Endesa y el sindicato mayoritario Unión General de Trabajadores (UGT) y la oposición de los Sindicatos Comisiones Obreras (CCOO) y Sindicato Independiente de la Energía (SIE), que consideraban que no concurrían ninguna de las causas previstas en el artículo 41 del Estatuto de los Trabajadores para llevar a cabo la modificación sustancial pretendida por la empresa.

  El 24 de abril de 2020 se presentó demanda de conflicto colectivo ante la Audiencia Nacional por parte de los Sindicatos Comisiones Obreras (CCOO) y Sindicato Independiente de la Energía (SIE), procedimiento que estuvo suspendido hasta la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de julio 2021 referido al «*IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*», y que se ha descrito anteriormente.

  La Audiencia Nacional dictó Sentencia el 11 de noviembre de 2021 en la que se estima parcialmente la demanda suscitada por los Sindicatos declarando la nulidad de los acuerdos de Modificación Sustancial de Condiciones de Trabajo alcanzados por Endesa y Unión General de Trabajadores (UGT), apreciándose, por otro lado, el «*efecto de cosa juzgada*» en lo relativo a los derecho pasivos del personal fuera de Convenio por tratarse de una controversia ya resuelta por la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de julio de 2021. Tanto Endesa, por un lado, como los Sindicatos Comisiones Obreras (CCOO) y Sindicato Independiente de la Energía (SIE), presentaron recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra los aspectos de la Sentencia contrarios a sus intereses que actualmente se encuentra pendiente de resolución.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidado cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago o cobro si, en su caso, las hubiese.

Durante los ejercicios 2023 y 2022 el importe de los pagos realizados por la resolución de litigios ha ascendido a 18 millones de euros y 44 millones de euros, respectivamente.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

52. NORMAS CONTABLES DE FUTURA APLICACIÓN

a) Normas e Interpretaciones aprobadas por la Unión Europea cuya primera aplicación se producirá en 2024

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 1 «*Presentación de Estados Financieros*» [1]	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIIF 16 «*Arrendamientos*»— Pasivos por Arrendamiento en una Transacción de Venta con Arrendamiento Posterior	1 de enero de 2024

[1] Incluye Clasificación de Pasivos como Corrientes o no Corrientes, Clasificación de Pasivos como Corrientes o no Corrientes - Diferimiento de la Fecha de Vigencia y Pasivos no Corrientes con Restricciones Financieras.

En relación a la primera aplicación de la modificación a la NIC 1 «*Presentación de Estados Financieros*» — Clasificación de Pasivos como Corrientes o no Corrientes y Pasivos no Corrientes con Restricciones Financieras, Endesa ha analizado los potenciales impactos que estas modificaciones pudieran tener en los Estados Financieros Consolidados, y a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no se ha identificado ninguno significativo. Con respecto al resto de modificaciones, la Dirección de Endesa está evaluando el impacto de su aplicación, no habiendo concluido dicho análisis a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

b) Normas e Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) pendientes de aprobación por la Unión Europea

El Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que pudieran afectar a Endesa y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: [1] Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 7 «*Estado de Flujos de Efectivo*» y NIIF 7 «*Instrumentos Financieros: Información a Revelar*»— Acuerdos de Financiación de Proveedores	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 21 «*Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera*»	1 de enero de 2025

[1] Si se adoptase sin cambios por la Unión Europea.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de Endesa está evaluando el impacto que la aplicación de estas Normas y modificaciones tendrían, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea, sobre los Estados Financieros Consolidados de Endesa.

53. HECHOS POSTERIORES

Tras varias reuniones de la Comisión Negociadora del «*VI Convenio Colectivo de Endesa*», el pasado día 31 de diciembre de 2023 expiró la vigencia ordinaria del «*V Convenio Colectivo Marco de Endesa*», de manera que, a partir del 1 de enero de 2024, ha entrado en vigor el periodo de ultra-actividad cuyo plazo es de 1 año.

El 20 de febrero de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero, por la que se declara la inconstitucionalidad de determinadas modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 3/2016, de 2 de diciembre, en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. Con anterioridad a esa fecha, el Grupo de Consolidación Fiscal con el número 572/10, del que Enel, S.p.A. es la Sociedad Dominante y Enel Iberia, S.L.U. la entidad representante en España, y al que pertenecen Endesa, S.A. y sus filiales 100 % participadas, ha impugnado las liquidaciones o solicitado la rectificación de las autoliquidaciones que resultarían favorables como consecuencia de la declaración de inconstitucionalidad. En la medida en que los artículos de la Ley del Impuesto sobre Sociedades han quedado derogados con dicha Sentencia en febrero de 2024, los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido serán objeto de reconocimiento en el ejercicio 2024 estimándose que el impacto en el Estado del Resultado Consolidado de Endesa de dicha declaración de inconstitucionalidad ascenderá aproximadamente a 11 millones de euros, positivos, de los que 7 millones de euros supondrían una disminución del epígrafe «*Impuesto sobre Sociedades*» y 4 millones de euros supondrían un incremento del epígrafe «*Ingreso Financiero*» y tendrían su contrapartida en un incremento del epígrafe «*Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente*» por importe de 20 millones de euros y una disminución del epígrafe «*Activos por Impuesto Diferido*» por importe de 9 millones de euros del Estado de Situación Financiera Consolidado de Endesa.

Salvo lo mencionado en los párrafos anteriores, no se han producido hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2023 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas que no hayan sido reflejados en las mismas.



ANEXO I. SOCIEDADES Y PARTICIPACIONES RELEVANTES DE ENDESA

A continuación, se presentan las Sociedades que componen Endesa a 31 de diciembre de 2023.
La actividad principal de las Sociedades que componen Endesa se detalla siguiendo la siguiente clasificación:

Leyenda

Actividad	Descripción de Actividad
	Generación Convencional
	Generación Renovable
	Comercialización de Energía
	Comercialización de otros Productos y Servicios
	Distribución
	Estructura y Servicios

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
MATRIZ			
ENDESA, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	1.270.502.540,40 EUR	
SOCIEDADES			
AGUILÓN 20, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	2.682.000,00 EUR	
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	60.100,00 EUR	
ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.010,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (ESPAÑA)	19.232.400,00 EUR	
ATECA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
BALEARES ENERGY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	4.509,00 EUR	
BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.010,00 EUR	
BRAZATORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	% Participación a 31/12/2022 Control	% Participación a 31/12/2022 Económico	Sociedad Auditora
HOLDING			100,00		100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.P.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	85,41	85,41	85,41	85,41	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	15,35	50,00	15,35	50,00	NO AUDITADA
	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	14,93		14,93		
	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	19,72		19,72		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,98	33,96	16,98	33,96	NO AUDITADA
	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,98		16,98		
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,30	25,30	25,30	25,30	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	364.213,34 EUR	
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	595.001,98 EUR	
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	0,00 EUR	
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	36.060,73 EUR	
COGENIO IBERIA, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	2.874.621,80 EUR	
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	600.000,00 EUR	
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	SORIA (ESPAÑA)	13.222.000,00 EUR	
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	271.652,00 EUR	
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
DEHESA PV FARM 03, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
DEHESA PV FARM 04, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	108.240,00 EUR	
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	12.621.210,00 EUR	
EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	1.204.540.060,00 EUR	
EGPE SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ELCOGAS, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	809.690,40 EUR	
ELECGAS, S.A.	SANTARÉM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	165.876,00 EUR	
ELÉCTRICA DE LÍIAR, S.L.	CÁDIZ (ESPAÑA)	1.081.821,79 EUR	
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	500.000,00 EUR	
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	4.960.246,40 EUR	
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	18.030.000,00 EUR	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	9.335.000,00 EUR	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	CEUTA (ESPAÑA)	16.562.250,00 EUR	
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	60.200,00 EUR	
ENDESA ENERGÍA RENOVABLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	100.000,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	% Participación a 31/12/2022 Control	% Participación a 31/12/2022 Económico	Sociedad Auditora
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	GATT AUDITORES
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,18	24,18	24,18	24,18	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	20,00	20,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA X SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	20,00	20,00	DELOITTE
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	33,50	33,50	DELOITTE
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	37,50	37,50	37,50	37,50	ERNST & YOUNG
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,00	25,00	25,00	25,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) ENDESA, S.A.	45,00 55,00	100,00	45,00 55,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,99	40,99	40,99	40,99	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) ENDESA, S.A.	47,46 52,54	100,00	47,46 52,54	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	AVANTER AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	100,00	96,42	100,00	96,42	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	96,42	96,42	96,42	96,42	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	14.445.575,90 EUR	
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.621.003.006,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	63.107,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	60.000,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	1.940.379.737,02 EUR	
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	965.305,00 EUR	
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	89.999.780,00 EUR	
ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.000.000,00 EUR	
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.138.577,00 EUR	
ENDESA X SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	32.396,00 EUR	
ENDESA X WAY, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	600.000,00 EUR	
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	11.152,74 EUR	
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	65.000,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.576,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.413,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.250,00 EUR	
ENERGÍA NETA SA CASETA LLUCMAJOR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	9.000,00 EUR	
ENERGÍA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	2.000.000,00 EUR	
ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	546.919,10 EUR	
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.200.000,00 EUR	
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.298.160,00 EUR	
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	270.450,00 EUR	
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	19.594.860,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	% Participación a 31/12/2022 Control	% Participación a 31/12/2022 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	99,20		99,20		
	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	0,20	100,00	0,20	100,00	KPMG AUDITORES
	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	0,60		0,60		
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,00	49,00	49,00	49,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	96,42	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	54,95	54,95	54,95	54,95	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	97,00	97,00	97,00	97,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	LEÓN (ESPAÑA)	1.635.000,00 EUR	
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	7.000,00 EUR	
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	TÁNGER (MARRUECOS)	306.160.000,00 MAD	
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.561.342,50 EUR	
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	240.400,00 EUR	
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	216.360,00 EUR	
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	4.558.426,83 EUR	
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	480.930,00 ARS	
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.758.225,50 EUR	
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	420.708,40 EUR	
EÓLICOS DE TIRAJANA, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EPRESA ENERGÍA, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	2.500.000,00 EUR	
EVACUACIÓN CARMONA 400-220 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	10.003,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.505.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.230.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	100.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	5.488.500,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	8.046.800,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	4.200.000,00 EUR	
FOTOVOLTAICA YUNCLILLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	% Participación a 31/12/2022 Control	% Participación a 31/12/2022 Económico	Sociedad Auditora
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,25		6,25		NO AUDITADA
	ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,25	18,75	6,25	18,75	
	ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,25		6,25		
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	32,00	32,00	32,00	32,00	DELOITTE
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,50	50,50	50,50	50,50	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	55,00	55,00	55,00	55,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	ERNST & YOUNG
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	LUJAN AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	BDO AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
M.P. (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,13		3,13		NO AUDITADA
	ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,13	9,39	3,13	9,39	
	ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,13		3,13		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	70,00	70,00	70,00	70,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	73,60	73,60	73,60	73,60	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	65,00	65,00	65,00	65,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
FRONT MARÍTIM DEL BESÒS, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	6.000,00 EUR	
FRV CORCHITOS I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	75.800,00 EUR	
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	22.000,00 EUR	
FRV GIBALBIN -JEREZ, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	23.000,00 EUR	
FRV TARIFA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRV VILLALOBILLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	213.775.700,00 EUR	
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	30.936.736,00 EUR	
GRINEO GESTIÓN CIRCULAR, S.L.	LEÓN (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	126.210,00 EUR	
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	1.608.200,00 EUR	
HIDROFLAMICELL, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	78.120,00 EUR	
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	BADAJOZ (ESPAÑA)	3.500,00 EUR	
INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN PEÑAFLOR 220 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.500,00 EUR	
INFRAESTRUCTURAS PUERTO SANTA MARÍA 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	90.000,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023		% Participación a 31/12/2022		Sociedad Auditora
		Control	Económico	Control	Económico	
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	61,37	61,37	61,37	61,37	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	23,21	23,21	23,21	23,21	ERNST & YOUNG
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	35,00	35,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	41,14	41,14	41,14	41,14	NO AUDITADA
I.G.	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	100,00	50,00	100,00	NO AUDITADA
	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00		50,00		
M.P. (A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41	19,23	6,41	19,23	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41		6,41		
	ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41		6,41		

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	12.000,00 EUR	
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	11.026,00 EUR	
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	627.126,00 EUR	
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.099.775,00 EUR	
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (ESPAÑA)	–	
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.620.000,00 EUR	
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	4.000,00 EUR	
NOVOLITIO RECUPERACIÓN DE BATERÍAS, S.L.	LEÓN (ESPAÑA)	180.000,00 EUR	
NUCLENOR, S.A.	BURGOS (ESPAÑA)	5.406.000,00 EUR	
OLIVUM PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	TERUEL (ESPAÑA)	6.010,12 EUR	
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PARAVENTO, S.L.	LUGO (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.183.100,00 EUR	
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.313.100,00 EUR	
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LA CORUÑA (ESPAÑA)	5.857704,37 EUR	
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	120.400,00 EUR	
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.007.000,00 EUR	
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	3.606.072,63 EUR	
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	552.920,00 EUR	
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	901.500,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023		% Participación a 31/12/2022		Sociedad Auditora
		Control	Económico	Control	Económico	
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,80	30,80	30,80	30,80	NO AUDITADA
M.P. (A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94		7,94		
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94	23,81	7,94	23,81	NO AUDITADA
	ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94		7,94		
M.P. (A)	ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	29,26	29,26	29,26	29,26	ILV AUDIT AND ADVISORY
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	35,29	35,29	35,29	35,29	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,36	45,36	–	–	NO AUDITADA
I.P.	ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	9,31		9,31		
	ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	9,31		9,31		
	ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,98	36,16	7,98	36,16	NO AUDITADA
	ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	4,78		4,78		
	ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	4,78		4,78		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,50	36,50	36,50	36,50	NO AUDITADA
M.P. (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,58	20,58	20,58	20,58	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	ERNST & YOUNG
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,17	50,17	50,17	50,17	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	82,00	82,00	82,00	82,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,33	66,33	66,33	66,33	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	3.810.340,00 EUR	
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	6.540.000,00 EUR	
PARQUE EÓLICO MUNIESA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	528.880,00 EUR	
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	7.193.970,00 EUR	
PEGOP – ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	SANTARÉM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	60.101,21 EUR	
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	12.020,00 EUR	
PROMOTORES MUDÉJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	27000,00 EUR	
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	250.000,00 EUR	
RENOVABLES ANDORRA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
RENOVABLES BROVALES SEGURA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	% Participación a 31/12/2022 Control	% Participación a 31/12/2022 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,50	75,50	75,50	75,50	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	52,00	52,00	52,00	52,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	58,00	58,00	58,00	58,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,98	50,00	49,98	50,00	KPMG AUDITORES
	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	0,02		0,02		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,75	37,19	24,75	37,19	NO AUDITADA
	RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	5,69		5,69		
	RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,75		6,75		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA X SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	64,15	6,24	64,15	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,99		16,99		
	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	22,20		22,20		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	31,03	64,05	–	–	NO AUDITADA
	EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,02				
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	27,86	43,98	27,86	43,98	NO AUDITADA
	STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,12		16,12		

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES TERUEL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	462.185,88 EUR	
SAN FRANCISCO DE BORJA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.000,00 EUR	
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	SEVILLA (ESPAÑA)	207.340,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SECCIONADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	MÁLAGA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.010,00 EUR	
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR	
SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	143.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	175.200,00 EUR	
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	2.007750,00 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	4.507590,78 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	3.286.000,00 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	2.404.048,42 EUR	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023		% Participación a 31/12/2022		Sociedad Auditora
		Control	Económico	Control	Económico	
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,21	40,21	39,24	39,24	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	37,50	37,50	37,50	37,50	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,00	16,00	16,00	16,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	28,12	28,12	28,12	28,12	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	96,00	96,00	96,00	96,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	64,73	64,73	64,73	64,73	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
SOLANA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	6.246,00 EUR	
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	601.000,00 EUR	
STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.053.000,00 EUR	
SUGGESTION POWER, UNIPESSOAL, LDA.	LISBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	12.020.240,00 EUR	
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	2.800.000,00 EUR	
TAUSTE ENERGÍA DISTRIBUIDA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.508,00 EUR	
TEJO ENERGIA – PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	LISBOA (PORTUGAL)	5.025.000,00 EUR	
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	VALENCIA (ESPAÑA)	481.000,00 EUR	
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
TICO SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TICO SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TOLEDO PV, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	26.987,96 EUR	
TORO RENOVABLES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.100,00 EUR	
TRANSFORMADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	GERONA (ESPAÑA)	72.121,45 EUR	
TRÉVAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	190.171.521,16 EUR	
VIRULEIROS, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	160.000,00 EUR	
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	ALMERÍA (ESPAÑA)	234.394,72 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2023		% Participación a 31/12/2022		Sociedad Auditora
		Control	Económico	Control	Económico	
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	39,90	39,90	49,84	49,84	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,00	36,00	36,00	36,00	AUDIESA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	33,50	33,50	DELOITTE
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	43,75	43,75	43,75	43,75	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	9,08		9,08		
	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	8,83	29,57	8,83	29,57	NO AUDITADA
	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	11,66		11,66		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	8,28	8,28	8,28	8,28	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,53	60,53	60,53	60,53	NO AUDITADA
I.G.	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	73,33	73,33	73,33	73,33	NO AUDITADA
M.P. (A)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	17,77	35,50	17,77	35,50	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	17,73		17,73		
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	67,00	67,00	67,00	67,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	NO AUDITADA

前へ

2【主な資産・負債及び収支の内容】

連結財務書類注記を参照のこと。

3【その他】

(1) 後発事象

2023年12月31日期連結財務書類注記53を参照のこと。

(2) 訴訟

2023年12月31日期連結財務書類注記51を参照のこと。

4【日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違】

下記に記載されている国際財務報告基準(以下、IFRS)と日本で一般に認められた会計原則（以下、日本の会計原則)との相違は、当社が採用しているIFRSと日本で適用されている日本の会計原則との相違を全て明示するものではない。従って、これらの会計原則の相違に起因する財務書類への影響は、下記に明示された相違のみに限られるものではない。更に当社は、当該相違を特定し、その金額を測定していないので、必要と思われる場合は、会計の専門家に相談することが推奨される。当社が採用しているIFRSと日本の会計原則との主な相違は下記に要約される。

(a) 金融商品

IFRSでは、IFRS9号で、公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブ（資産）は、必ず公正価値で測定する必要がある。公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブは、原則、必ず公正価値で測定する必要があるが、但し、公正価値が信頼性をもって測定できない場合に限り、取得原価による測定を認めており、このようなケースは稀である。

一方で、日本の会計原則では、市場で売買されない株式については、時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券として取り扱う。取引慣行が成熟していない一部のウェザー・デリバティブ等で公正な評価額を算定することが極めて困難と認められるデリバティブ取引については、取得価格をもって貸借対照表価額とする。

(b) 減損の戻入

IFRSでは、IAS第36号（資産の減損）で、過年度に減損処理を実施したのれん以外の資産について、報告期間ごとに過年度に認識した減損の兆候が存在しない、もしくは改善しているかを検討しなければならない。必要があれば過年度に計上した減損損失を、償却分を調整した当初の帳簿価額を上回らない範囲で戻入を行う。

日本の会計原則では、全ての資産について減損の戻入を行うことはできない。

(c) 減損のレビュープロセス

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値（処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値）のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きいため回収不能であると判断された場合、資産の帳簿価額と割引後キャッシュ・フローの総額との差額を減損損失として認識する。

(d) 従業員給付

IFRSでは、IAS第19号（従業員給付)で、数理計算上の差異は、従前に設定した仮定条件の変更による差異及び実際に発生した結果と従前に設定した仮定条件の差から生じる差異から構成される。これらの差異は、資本項目に認識され、包括利益計算書に計上される。

日本の会計原則では、数理計算上の差異は、通常、平均残存勤務年数内の一定の期間にわたり償却され毎期の償却額は損益計算書上で認識される。

(e) 有給休暇引当金

IFRSでは、IAS第19号（従業員給付)で一定の条件が満たされた場合、将来の休暇に関する従業員の受給権に対して債務を認識することが要求される。

日本の会計原則では有給休暇に関する会計処理については言及しておらず、日本における一般的な会計慣行では関連する債務の認識は行なわれない。

(f) のれん

IFRSでは、IFRS第３号(企業結合)及びIAS第36号(資産の減損)でのれんは償却せず減損の有無を毎年検討することが求められている。

日本の会計原則では、のれん及びその他の無形資産は、その効果が及ぶ期間又は契約期間等(20年以内)にわたって償却される。

(g) 売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業

IFRSでは、IFRS第５号(売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業)で、(1)売却目的で保有する資産は帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い価額で測定し、その後の減価償却を中止する。(2)売却目的で保有する資産は財政状態計算書上区分して表示され、また、廃止事業に係る損益についても損益計算書上区分して表示される。

日本の会計原則では、特に規定されていない。

(h) 研究開発費

IFRSでは、IAS第38号(無形資産)で、開発段階の支出は一定の要件に従い、資産計上される。

日本の会計原則では、研究開発費は原則として発生時に費用として処理される。

(i) 企業結合

IFRSでは、IFRS第3号（企業結合）で、条件付対価は取得日における公正価値にて測定され、当該公正価値は事後的に損益計算書での認識を通じて再測定される。非支配持分は取得企業の識別可能純資産の公正価値に対する比例持分相当額として測定し、のれんは取得企業の持分相当額についてのみ認識する方法、もしくは非支配持分も含めた取得企業全体を公正価値で測定し、のれんは非支配持分に帰属する部分も含めて認識する方法によりのれんを測定する。

日本の会計原則では、条件付取得対価として交付又は引渡しが確実となり、時価が合理的に決定可能となった時点で対価として認識し、のれんを修正する。修正は、暫定的な会計処理期間内に限られない。非支配株主持分についてのれんを認識することはできない。共通支配下の企業又は事業の企業結合において、資産及び負債は、当初の帳価額で認識され、測定される。

企業結合において想定される条件付負債は、過去の事象から生じる現在の義務であり、IAS第37号の蓋然性基準が満たされない場合であっても、その公正価値を信頼性をもって測定することができる場合には、識別可能な負債として認識される。日本の会計基準では、引当金の蓋然性基準が満たされている場合、条件付負債が負債として認識される

(j) 非支配持分

IFRSでは、IFRS第10号（連結財務諸表）で、支配喪失の場合、投資持分の残額は、公正価値で評価され、損益として損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、支配の喪失により関連会社となる場合は持分法による投資評価額、関連会社にも該当しなくなる場合は個別貸借対照表上の帳簿価額により評価する。

(k) ジョイント・オペレーション

IFRSでは、IFRS第11号（共同支配の取決め）で、共同支配の取決めのうち、共同支配事業（ジョイント・オペレーション)は、自らの資産、負債、収益及び費用並びに事者に共通して発生したそれらに対する持分相当額を認識する方法により会計処理される。

日本の会計原則では、共同支配投資企業は、共同支配事業に対する投資について、連結財務諸表上、持分法を適用する。また、ジョイント・ベンチャーとジョイント・オペレーションの会計上の取扱いについては区分されていない。

(l) 賦課金

IFRSでは、IFRIC第21号（賦課金）に従い、賦課金を支払う負債は、関連する法規制により定められた賦課金を支払う原因となる活動が生じた時点で認識する。もし、関連する法規制によって、支払の原因となる活動が一定期間にわたって生じる場合、賦課金を支払う負債は徐々に認識されることになる。

日本の会計原則では、賦課金について特に規定されていない。

(m) リース会計

IFRS（IFRS第16号)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・リースに分類することはないが、免除規定を選択した場合の短期リース、及び少額資産のリースを除き、使用権資産とリース負債を認識する。貸手は、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。当該分類は、資産の所有に伴うリスクと経済価値が実質的に全て借手に移転しているかに基づいて行われ、契約の形式ではなく、取引の実質に基づいて判断される。

日本の会計原則では、解約不能かつフルペイアウトの要件を充足するリース取引をファイナンス・リース取引といい、以下のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リース取引と判定される。

ⅰ)解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値が、見積現金購入価額の概ね90%以上

ⅱ)解約不能のリース期間が、当該リース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上

(n) 法人所得税務処理に関する不確実性

IFRS（IFRIC第23号）に従い、法人所得税の税務処理上の不確実について、不確実性がある税務処理が税務当局に容認される「可能性が高い」かどうかを検討し、可能性が高いと結論付けた場合、課税所得、課税標準、未使用の繰越欠損金、石用の繰延税金控除及び税率は、税務申告において使用されたか又は使用される予定の税務処理に整合するように処理することになっている。

税務当局が不確実な税務処理を容認する可能性が低いと判断した場合、企業は、関連する課税所得（税務上の欠損金）、課税基準額、未使用の税務上の損失、未使用の税額控除又は税率を決定する際に、不確実性の影響を反映させなければならない。企業は、不確実性の解消をより適切に描写する方法に従い、以下のいずれかの方法を用いて、不確実性の影響を各不確実性のある税務処理に反映させなければならない。

ⅰ)最も可能性の高い金額 - 可能性のある結果の範囲内で最も可能性の高い単一の金額

ⅱ)期待値 - 可能性のある結果の範囲内での確率加重量の合計

一方、日本の会計原則では過年度の所得税に対する法人税、住民税及び事業税等について、以下の場合には追徴又は還付税額を損益に計上することになっている。

ⅰ)更正等により追徴される税額：追加で徴収される可能性が高く、当該追徴税額が合理的に見積ることができる場合

ⅱ)更正等や追徴の内容を不服として法的手段を突場合の還付される税額：還付されることが確実に見込まれ、当該還付税額を合理的に見積もることができる場合

主な表示と区分の相違

(o) 財政状態計算書

IFRS（IAS第1号「財務諸表の表示」)では、財政状態計算書の特定の雛形を定めていない。流動性表示がより適切で信頼ある情報を提供しない限り、資産及び負債は流動／固定により表示する。

日本の会計原則では、一般的な貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ貸借対照表の見出しは、より詳細に記載することが求められている。公開会社は特定の開示規定に準拠しなければならない。

(p) 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」）では、標準的な雛形を定めていないが、費用は２つの雛形（機能別もしくは性質別）から選択する。損益計算書には最低限の項目を表示することが求められる。

IFRSでは損益項目と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。

- １計算書方式（小計を使用）
- ２計算書方式

日本の会計原則では、３つの利益区分の表示が要求される。それは、営業利益、経常利益、純利益である。通常、性質別に表示される。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に表示することが要求されている。

(q) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第1号「財務諸表の表示」）では、例外的項目の用語を用いず、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、企業の業績をより明らかにするために説明が求められるべき項目については別個に開示する。

日本の会計原則では、例外的項目は、損益計算書の「特別損益」の区分で別個に表示される。

第７ 【外国為替相場の推移】

1 【最近5年間の事業年度別為替相場の推移】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

2 【最近6月間の月別最高・最低為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

3 【最近日の為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

第８ 【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。本株式の所有者は下記を参照のこと。

1 日本における株式事務等の概要

(A) 本株式の株式事務

株式を取得する者(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約款により、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、証券の保管およびその他本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、株式に関する事務手続の概要である。

(a) 証券の保管

株式は、窓口証券会社のためにスペインにおける保管機関(以下「スペイン保管機関」という。)またはその名義人の名義で登録される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(b) 本株式の譲渡に関する手続

実質株主は、その持株の保管替えまた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、円貨また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。

(c) 実質株主に対する諸通知

エンデサが株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社は、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。

(B) 株主に対する特典

なし

(C) 本株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

(D) その他の株式事務に関する事項

(a) 事業年度の終了 ……	エンデサの事業年度は毎年12月31日に終了する。
(b) 定時株主総会 ……	当社の年次株主総会は、各事業年度初めの6か月以内の当社の取締役会が定める日にマドリッドで開催されなければならない。
(c) 実質株主明細表の基準日 …	エンデサは配当の支払または新株引受権の付与のための基準日を定めることができる。かかる配当または新株引受権を受領する資格を有する実質株主を決定するための基準日は、通常当該基準日と同一の暦日となる。
(d) 株券の種類 ……	額面普通株式
(e) 株券に関する手数料 ……	実質株主は、窓口証券会社に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口座管理料を支払うほか、必要に応じて実費を支払う。
(f) 公告 ……	日本において公告を行わない。

2 日本における実質株主の権利行使に関する手続

(A) 株主名簿管理人および名義書換取扱場所

日本には株式に関するエンデサの株主名簿管理人または名義書換取扱場所はない。

(B) 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、スペイン保管機関またはその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、スペイン保管機関またはその名義人は議決権を行使しない。

(C) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、配当金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(D) 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、実質株主が特に要請した場合を除き、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

資本組入れにより発行される株式は、スペイン保管機関またはその名義人に対して交付される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(E) 新株引受権

株式について新株引受権が与えられた場合は、新株引受権は、原則として、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

(F) 本邦における課税

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。ただし、課税上の取扱いが変更され、また当該実質株主の具体的事情により異なった取扱いがなされることがある。個別の課税上の取扱いについては各人の税務顧問に相談すべきである。

(a) 配　　当

日本の居住者たる個人が支払を受ける配当金については、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、20%(所得税15%、住民税5%)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収が行われる。

これに加えて、2037年12月31日までに支払われる配当については、東日本大震災に関する復興財源を確保するため復興特別所得税が適用される。したがって、2037年12月31日までに支払われる配当については20.315%、また2038年1月1日以降に支払われる配当については20%の税率が適用される。

かかる配当に関しては、適用ある法令に従い、原則として総合課税の対象となるが、日本の居住者たる個人株主は、適用ある法令に従い、上場株式等の配当に関する課税を源泉徴収のみで完了させ、確定申告をしないことを選択することができる。

確定申告を選択する場合には、申告分離課税を選択することも可能である。

なお、源泉徴収のみで課税関係を終了させない場合、スペインにおいて源泉徴収された所得税額がある場合には、外国税額控除が利用できる場合がある。

内国法人が支払を受ける配当金については、益金として法人税の課税所得に算入されるほか、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、15%(所得税)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収が行われる。

これに加えて、2037年12月31日までに支払われる配当については、復興特別所得税が課税される。したがって、2037年12月31日までに支払われる配当については15.315%、2038年1月1日以降に支払われる配当については15%の税率が適用される。

なお、スペインにおいて源泉徴収された所得税額については、外国税額控除が利用できる場合があり、また、日本において課せられた上記源泉徴収税額は、適用ある法令に従い、所得税額控除の対象とすることができる。

(b) 売却損益

日本の居住者たる個人株主において、当社株式に係る売却損益は、申告分離課税により確定申告を行う必要がある。譲渡所得の算定にあたっては、他の上場株式等の譲渡損益と相殺することができる。当該相殺後の譲渡益は、20%(所得税15%、住民税5%)の税率で課税されるが、これに加えて、2037年12月31日までの期間においては、東日本大震災による復興特別所得税が適用される。したがって、2037年12月31日までに生じた譲渡益については20.315%、2038年1月1日以降に生じた譲渡益については20%の税率が適用される。一方で、当該相殺後の譲渡損失は、一定の要件を満たす場合には、各年分の上場株式等に係る配当所得(申告分離課税を選択したものに限る。)と損益通算を行うことができる。なおも譲渡損失が上回る場合には、3年間繰越すことができる。

法人株主の場合には、原則として、益金として通常の法人税率により課税がなされる。

(c) 相 続 税

日本国の居住者またはその他法定の要件に該当する者が株式を相続しまたはその遺贈を受けた場合には、日本国の相続税の対象となる。

この場合、同時にスペインの相続税の対象となることがあるが、スペインで徴収された当該相続税については、日本国の相続税法の下で外国税額控除が受けられる場合がある。

スペインにおける課税上の取扱いについては、上記「第1　本国における法制等の概要　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】

ENELは、ENELによって完全所有されるEIを通して、エンデサが発行する株式の70.1%を保有する。ENELは、イタリア法に基づいて設立された、イタリア ローマ市 00198、ビアーレ レジーナ マルゲリータ 137に住所がある、イタリアの電力会社である。なお、ENELおよびEIは、金融商品取引法第24条の7第1項に定義される「親会社等」には該当しない。

上記「第5 提出会社の状況 1 株式等の状況 (5) 大株主の状況」を参照のこと。

2 【その他の参考情報】

以下の書類が、2023年1月1日から本有価証券報告書提出日までに提出された。

(1) 有価証券報告書およびその添付書類(2022年1月1日から2022年12月31日までの営業年度)を2023年5月30日に関東財務局長に提出。

(2) 半期報告書およびその添付書類(2023年1月1日から2023年6月30日までの6か月間)を2023年9月29日に関東財務局長に提出。

(3) 企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第19号の規定に基づく臨時報告書およびその添付書類を2024年4月1日に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】

該当事項なし

Endesa, S.A.取締役会

独立監査人の同意書

(原文から日本語に翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにEndesa, S.A.及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務書類及び英語翻訳に係る私たちの2023年２月22日付けの監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式８）の一部に使用されることに同意します。

KPMG Auditores, S.L.

エスティバレス ビルバオ
2023年4月10日

次へ

連結年次財務書類に対する独立監査人の報告書

(スペイン語原文で発行された報告書及び財務書類からの翻訳。原文と相違がある場合は、スペイン語の原文が有効である)

Endesa, S.A.の株主各位

連結年次財務書類に対する報告書

意見

私たちは、Endesa, S.A.（以下「親会社」という。）及びその子会社（以下「当社グループ」という。）の2022年12月31日現在の連結財政状態計算書、及び同日に終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及び連結注記から成る連結年次財務書類について監査を行った。

私たちは、添付の連結年次財務書類は、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下「IFRS-EU」という。）及びスペインにおいて適用される財務情報に係る他の規定に準拠して、2022年12月31日現在の当社グループの連結株主持分及び連結財政状態、並びに同日をもって終了する連結会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを全ての重要な点において、適正に表示しているものと認める。

意見の基礎

私たちは、私たちの監査をスペインにおいて適用されている監査の基準に準拠し監査を行った。当該基準に基づく私たちの責任は、当該監査報告書の連結年次財務書類の監査における監査人の責任で詳細に記述されている。.

私たちは、スペインの会計監査を規制する法制に従い、連結年次財務書類の監査に関連する独立性を含む職業倫理要件を遵守し、当社グループから独立した立場にある。私たちは非監査サービスを提供しておらず、また、上記の規制の下で、求められる独立性を損われるようないかなる状況又は環境も生じていない。

私たちは、監査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

監査上の主要な事項とは、私たちの職業的専門家としての判断により、当連結年度の連結年次財務書類の監査において、最も重要であると判断した事項である。監査上の主要な事項は、連結年次財務書類全体に対する監査の実施及び監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

収益認識、供給済み未請求エネルギー 連結年次財務書類の注記3.2, p.1.II 及び32を参照	
監査上の主要な検討事項	***監査上の対応事項***
エネルギー供給業務を行う当社グループの事業は、最後の検針日から事業年度末までの期間における最終消費者への供給済み未請求を見積らなければならない。2022年12月31日現在、当社グループが未請求の電力及びガスの売上高は、各々1,850百万ユーロ及び529百万ユーロである。 供給済み未請求の量は、社内外の情報を利用して、季節性などの要因について調整した過去に属するデータに基づいて見積られる。収益は、請求予定の見積量を各顧客との間で取り決められた単価を乗じて計算される。 供給済み未請求を算定するには、グループの経営陣による見積りを使用して、計算において基準、判断、仮定を適用する必要があるため、供給済み未請求のエネルギーの収益の認識は、監査上の主要な検討事項とした。	私たちの監査手続は以下を含んでいる。 ― 未請求収益の計算に関する主要な統制のデザイン及び業務への適用状況の分析 ― 前期末に行われた見積りと実際の請求データを比較して行う、使用した計算モデルの合理性の評価（遡及的分析） ― 履歴情報及びその他の利用可能な社内外のデータの分析による、未請求収益の合理性の分析 ― 連結年次財務書類の開示が適用される財務報告の枠組みの要件を充たしているかどうかの評価

有形固定資産の減損 **連結年次財務書類の注記3.2f、15.1及び20.3を参照**	
監査上の主要な検討事項	***監査上の対応事項***
2022年12月31日現在、当社グループは注記3.2f.1で詳述されている異なる資金生成単位（以下「CGUs」という）に割り当てられた有形固定資産22,338百万ユーロを認識している。 **IFRS-EUの下、各報告日現在で、減損の兆候がある場合にCGUsに割り当てられた有形固定資産の回収可能価額に係る分析を行わなければならない。2022年12月31日現在では、各非半島地域（バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリーヤ）のCGUsが該当する。** **当該分析の結果、2022年12月31日現在、当社グループはカナリア諸島及びセウタの非半島地域の資産に係る60百万ユーロの減損損失を認識し、バレアレス諸島の資産に係る24百万ユーロの減損損失を戻し入れた。** **回収可能価額とは、使用価値及び売却費用控除後の公正価値のいずれか高い方の金額である。当社グループは、CGUsの回収可能価額を見積るために、経営者に判断の行使並びに仮定及び見積りを求める割引キャッシュ・フロー評価技法を用いている。求められる判断の水準が高く、当該見積りに伴う不確実性及び非流動資産の金額の重要性から、当該項目は監査上の主要な検討事項とした。**	**私たちの監査手続は以下を含んでいる。** **－ 回収可能価額の見積りに関する主要な統制のデザイン及び業務への適用状況の分析** **－ 当社グループが識別したCGUsの減損の指標の分析** **－ 当該事業の私たちの理解を参考にした上でのCGUsの構成の適切性の評価** **－ 価格決定モデルに含まれる将来のキャッシュフローと統治機関により承認された事業計画との整合性の分析** **－ 評価専門家の関与を用いての、使用価値算定に用いた方法論及び考慮された主要な仮定の妥当性の評価** **－ 合理的と考えられる一定の仮定の変更に対する重要なCGUsの回収可能価額の感応度の評価** **－ 連結年次財務諸表における開示が、適用される財務報告の枠組みの要件を充たしているかどうかの評価**

その他の情報: 連結経営者報告書

その他の情報は2022年度の連結経営者報告書のみを含むが、本報告書の作成は親会社の取締役の責任であり、連結年次財務書類の不可欠な部分を構成しない。
連結年次財務書類に対する我々の監査意見は連結経営者報告書を含まない。連結経営者報告書に含まれる情報に関する我々の責任は、勘定科目の監査を規制する法律の中で定義されており、以下のとおりである。

a) **ペイン監査法の定めにより、連結非財務情報書類及び年次コーポレート・ガバナンス報告書並びに取締役報酬に関する年次報告書に含まれる一定の情報が、適用される法令で定められている方法で提供されているかどうかを単独で判断する。適用される法令で定められている方法で作成されていない場合は、当該事項について報告を行う。**

b) **前述の連結年次財務書類の監査の過程で入手したエンデサグループに関する知識に基づいて、連結経営者報告書に含まれる残りの情報と連結年次財務書類との整合性について評価し、報告する。さらに、連結経営者報告書の当該箇所の内容と表示が適用される法令に準拠しているかどうかについても評価と報告を行う。実施した手続きに基づき、私たちが重要な虚偽表示が存在すると結論付けている場合には、その虚偽表示の報告が求められる。**

上記のように、遂行した手続に基づいて、私たちは上記のセクションa)で言及された情報が適用される法律で規定された方法で提供されていること、連結経営報告書に含まれるその他の情報が2022年度の連結年次財務書類で開示されている情報と一貫していること、並びに、連結経営報告書の内容及び表示は適用される法律に準拠していることを確認した。

連結年次財務書類に対する取締役及び監査及びコンプライアンス委員会の責任

親会社の取締役の責任は、連結年次財務書類がIFRS-EU及びスペインにおいて当社グループに適用される財務報告の枠組みの他の規定に従い、当社グループの株主持分、財政状態及び連結業績を適正に表示するように添付の連結年次財務書類を作成することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示がない連結年次財務書類の作成を可能にするために取締役会が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結年次財務書類の作成において、親会社の取締役は、当社グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を有し、適宜、継続企業に関連する事項を開示し、親会社の取締役が当社グループを清算するもしくは当社グループの業務を停止する意図を有している場合、あるいはそれ以外に現実的な代替案がない場合のいずれかである場合を除き、継続企業を前提とした会計処理を適用する責任を有する。
親会社の監査及びコンプライアンス委員会は、連結年次財務書類の作成及び表示を監視する責任を有する。

連結年次財務書類の監査に対する監査人の責任

私たちの目的は、連結年次財務書類全体として不正又は誤謬による重要な虚偽記載がないかどうかについて合理的な保証を得ること、及び私たちの意見を含んだ監査報告書を発行することである。

合理的な保証とは、高水準の保証ではあるものの、スペインで適用される監査基準に準拠して実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に常にそれを検知す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発生する可能性があり、個別又は合計で重要とみなされる場合には、当該虚偽表示が、当該連結年次財務書類に基づいて行われた財務書類利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすことが合理的に見込まれるおそれがある。

スペインで適用される監査基準に準拠した監査の一環として、私たちは監査全体を通じて職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を維持している。私たちはまた、

－不正又は誤謬による連結年次財務書類の重要な虚偽記載のリスクを特定及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続きを設計及び実施し、監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の脱漏、虚偽の陳述又は内部統制の無効化が関与する可能性があるため、不正による重要な虚偽記載を検知できないリスクは、誤謬による重要な虚偽記載を検知できないリスクよりも高い。

－状況に応じた適切な監査手続きを立案するために監査に関連した内部統制に対する理解を行うが、これは当社グループの内部統制の有効性について意見を表明することを目的とするものではない。

－採用された会計方針の適切性並びに親会社の取締役による会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。

－親会社の取締役による継続企業を前提とした会計基準の適用の適切性について判断を下し、また入手した監査証拠に基づいて、当社グループが継続企業として存続する能力に重大な疑念を生じる可能性のある事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかについて判断を下す。重要な不確実性が存在すると判断した場合、私たちは監査報告書上で連結年次財務書類における関連する開示に対して強調事項を付すことを求められ、当該開示が不十分な場合には、監査意見の修正を求められる。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づく。しかし将来の事象又は状況により当社グループが継続企業として存続しなくなる可能性はある。

－開示を含む連結年次財務書類全体に対する表示、構成及び内容、並びに、連結年次財務書類が真実かつ公正な表示を達成するような方法で基礎となる取引及び事象を表しているかを評価する。

－連結年次財務書類に対する意見を表明するために、当社グループ内の事業体又は事業活動の財務情報に関して、十分かつ適切な監査証拠を入手する。私たちは、当社グループの監査の管理、監督及び実行について責任を有している。私たちは、監査意見について単独で責任を有する。

私たちは、特に計画した監査の範囲及びその実施時期並びに、監査中に特定した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項に関して、親会社の監査及びコンプライアンス委員会との間でコミュニケーションを持っている。

私たちはまた、親会社の監査及びコンプライアンス委員会に、私たちが、独立性に関連する要件を含め、適用される職業倫理要件に遵守した旨、並びに、私たちの独立性に影響すると合理的に考えられる全ての事項及び該当する場合に関連する予防措置を伝達した旨の陳述書を提供している。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会との連絡事項から、私たちは当該期間の連結年次財務書類の監査において特に重要であり、そのため監査上の主要な検討事項となる事項を決定する。

私たちは、法令又は規則により当該事項に関する一般への開示が妨げられない限り、監査報告書に当該事項を記述する。

その他の法的及び規制上の要件に係る報告書

EU市場の単一の電子フォーマット

私たちは、EU市場の単一の電子フォーマット（ESEF）において、2022年度における当社グループのデジタルファイルを査閲した。当該デジタルファイルは、前述の年度における連結年次財務書類を含むXHTMLファイル、及び年次財務報告書の一部を形成する親会社によりタグ付けされたXBRLファイルで構成される。

エンデサの取締役は、2018年12月17日付け欧州委員会委任規則第2019/815号（以下「ESEF規制」という。）に規定されているフォーマット及びマークアップの要件に準拠した2022年度の年次財務報告書の表示において責任を負う。なお、年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬に係る年次報告書については、連結経営者報告書に参考として記載している。

私たちの責任は、スペイン国内の財務書類の監査を規制する法令に従い、エンデサの経営者により作成されたデジタルファイルを査閲することにある。当該法令は、私たちが前述のデジタルファイルに含まれる連結年次財務書類の内容が、監査人の監査した連結年次財務書類と完全に対応しているかどうか、並びに連結年次財務書類及び前述のファイルが全ての重要な点においてESEF規制の要件に準拠してフォーマット及びマークアップが整えられ、編集されているかどうかを判断するための監査手続を計画し実施することを要請している。

私たちは、査閲したデジタルファイルが監査した連結年次財務書類と完全に対応しており、全ての重要な点において、ESEF規制の要件に準拠して表示及び編集されているものと認める。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会への追加報告書

本報告書において表明された意見は、2023年2月22日付けの親会社の監査及びコンプライアンス委員会への私たちの追加報告書と一貫している。

契約の期間

私たちは、2019年4月12日開催の定時株主総会で、2020年12月31日に終了した年度からの3年間、当社グループの監査人として指名された。
私たちは、2022年4月29日開催の定時株主総会で、2025年12月31日に終了する年度までの3年間、追加して当社グループの監査人として指名された。

KPMG Auditores, S.L.
スペイン公的監査人登録番号（ROAC）S0702

（スペイン語の原文に署名）

エスティバレス・ビルバオ・ベルダ
スペイン監査人公的登録番号（ROAC）16.109
2023年2月22日

次へ

To Endesa, S.A.'s Board of Directors

Independent Auditor's Firm Authorization

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our Audit report dated February 22, 2023 on Endesa, S.A. and Subsidiaries (Endesa Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

KPMG Auditores, S.L.

Estibaliz Bilbao

April 10, 2023

前へ　次へ

Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas emitido por un Auditor Independiente

A los accionistas de Endesa, S.A.

INFORME SOBRE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2022, el estado del resultado, el estado de otro resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2022, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España, según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Reconocimiento de ingresos. Energía suministrada pendiente de facturar Véase Nota 3.2.p.1.II y 32 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Los negocios del Grupo que realizan actividades de comercialización de energía deben efectuar estimaciones de los suministros pendientes de facturar a sus clientes finales correspondientes al periodo comprendido entre la última medición de los contadores y el cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2022 el importe de las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar por el Grupo ascienden a 1.850 millones de euros y 529 millones de euros respectivamente. La cantidad de energía suministrada no facturada se estima a partir de información tanto interna como externa que incluye, entre otros, datos históricos ajustados por factores como la estacionalidad. Los ingresos se calculan multiplicando el volumen de consumo de energía estimado pendiente de facturar por el precio unitario contratado con cada cliente. La determinación de la energía suministrada pendiente de facturar requiere la realización de estimaciones por parte de la dirección del Grupo con la aplicación de criterios, juicios e hipótesis en sus cálculos, por lo que el reconocimiento de ingresos por la energía suministrada no facturada se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoria han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el cálculo de los ingresos no facturados. • Evaluación de la razonabilidad del modelo de cálculo utilizado mediante la comparación de las estimaciones efectuadas al cierre del ejercicio anterior con los datos de facturación reales (análisis retrospectivo). • Análisis de la razonabilidad del importe pendiente de facturar mediante el análisis de la información histórica y otra información interna y externa disponible. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Deterioro de valor del inmovilizado material Véase Nota 3.2.f., 15.1 y 20.3 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
El Grupo tiene registrado al 31 de diciembre de 2022 inmovilizado material por importe de 22.338 millones de euros, asignado a distintas Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) tal y como que se detalla en la nota 3.2.f.1. Las NIIF-UE determinan la necesidad de efectuar, en cada fecha de cierre, un análisis del valor recuperable del inmovilizado material asignado a las UGEs para aquellos casos en los que se hubieran identificado indicios de deterioro de valor, que a 31 de diciembre de 2022 son las UGEs de cada uno de los Territorios No Peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Como resultado de dicho análisis, el Grupo ha registrado a 31 de diciembre de 2022 un deterioro de 60 millones de euros por los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Canarias y Ceuta y la reversión de 24 millones de euros en Baleares. El valor recuperable es el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos costes de venta. Para la estimación del valor recuperable de las UGEs, el Grupo utiliza técnicas de valoración basadas en el descuento de flujos de efectivo que requieren el ejercicio de juicio por parte de la Dirección y el uso de hipótesis y estimaciones. Debido al elevado grado de juicio requerido, la incertidumbre asociada a las citadas estimaciones y la significatividad del valor de los activos no corrientes se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoria han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave vinculados al proceso de estimación del valor recuperable. • Análisis de los indicadores de deterioro de valor de las unidades generadoras de efectivo identificados por el Grupo. • Evaluación de la idoneidad de la composición de las UGEs con referencia a nuestra comprensión del negocio. • Análisis de la coherencia de los flujos de efectivo futuros incluidos en el modelo de valoración con los planes de negocio aprobados por los órganos de gobierno. • Evaluación de la razonabilidad de la metodología empleada en el cálculo del valor en uso y las principales hipótesis consideradas, con la involucración de nuestros especialistas en valoración. • Evaluación de la sensibilidad del valor recuperable de las UGEs significativas ante cambios en determinadas hipótesis que pueden considerarse razonables. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2022, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

a) Comprobar únicamente que el estado de la información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y en caso contrario, a informar sobre ello.

b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2022 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los administradores y del comité de auditoría y cumplimiento en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El comité de auditoría y cumplimiento de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.

- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.

- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.

- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el comité de auditoría y cumplimiento de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al comité de auditoría y cumplimiento de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación al comité de auditoría y cumplimiento de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

Formato electrónico único europeo

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Endesa,

S.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2022 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la sociedad, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Endesa, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2022 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE). A este respecto, han incorporado el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros por referencia en el informe de gestión consolidado.

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

Informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante de fecha 22 de febrero de 2023.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 12 de abril de 2019 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2022 nos nombró auditores del Grupo por un período adicional de 3 años hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 inclusive.

KPMG Auditores, S.L.
Inscrito en el R.O.A.C nº S0702

Estíbaliz Bilbao Belda
22/02/2023

Inscrito en el R.O.A.C. 16.109

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 01/23/00056 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España

前へ

Endesa, S.A.取締役会

独立監査人の同意書

(原文から日本語に翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにEndesa, S.A.及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務書類及び英語翻訳に係る私たちの2024年２月27日付けの監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式８）の一部に使用されることに同意します。

KPMG Auditores, S.L.

エスティバレス ビルバオ
2024年6月21日

次へ

連結年次財務書類に関する独立監査人の報告書

(スペイン語原文からの翻訳版。相違がある場合は、スペイン語版が優先される。)

Endesa, S.A.の株主各位

連結年次財務書類に関する報告書

意見

私たちは、Endesa, S.A.（以下「親会社」という。）及びその子会社（以下「当社グループ」という。）の2023年12月31日現在の連結財政状態計算書、及び同日に終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及び連結注記から成る連結年次財務書類について監査を行った。

私たちは、添付の連結年次財務書類は、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下「IFRS-EU」という。）及びスペインにおいて適用される財務情報に係る他の規定に準拠して、2023年12月31日現在の当社グループの連結株主持分及び連結財政状態、並びに同日をもって終了する連結会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを全ての重要な点において、適正に表示しているものと認める。

意見の基礎

私たちは、私たちの監査をスペインにおいて適用されている監査の基準に準拠し監査を行った。当該基準に基づく私たちの責任は、*当該監査報告書の連結年次財務書類の監査における監査人の責任*で詳細に記述されている。

私たちは、スペインの会計監査を規制する法制に従い、連結年次財務書類の監査に関連する独立性を含む職業倫理要件を遵守し、当社グループから独立した立場にある。私たちは非監査サービスを提供しておらず、また、上記の規制の下で、求められる独立性を損なわれるようないかなる状況又は環境も生じていない。

私たちは、監査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

監査上の主要な事項とは、私たちの職業的専門家としての判断により、当連結年度の連結年次財務書類の監査において、最も重要であると判断した事項である。監査上の主要な事項は、連結年次財務書類全体に対する監査の実施及び監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

収益認識、供給済み未請求エネルギー **連結年次財務書類の注記** 3.2.p.1.II**及び**32**を参照**	
監査上の主要な検討事項	*監査上の対応事項*
エネルギー供給業務を行う当社グループの事業は、最後の検針日から事業年度末までの期間における最終消費者への未請求エネルギー供給量を見積らなければならない。2023年12月31日現在、当社グループが未請求の電力及びガスの売上高は、各々1,533百万ユーロ及び476百万ユーロである。 供給済み未請求の量は、社内外の情報を利用して、見積られる。収益は、請求予定の見積量を各顧客との間で契約された単価を乗じて計算される。 未請求エネルギー供給量を算定するには、グループの経営陣による見積りを使用して、計算において基準、判断、仮定を適用する必要があるため、供給済み未請求のエネルギーの収益の認識は、監査上の主要な検討事項とした。	当監査法人の監査手続は以下を含む： ■ 未請求エネルギー供給量の推定に関する、主要な統制の設計及び実施状況の分析。 ■ 入手可能な社内外の情報をクロスチェックすることにより、グループが使用した方法論を評価、理解し、それらを考慮した主な前提条件とデータとの分析、並びに、実証的手続の実施による、未請求金額の合理性の分析。 ■ 実際のエネルギー供給データを用いて前回の報告日に実施した推定値を比較し（遡及分析）、得られた結果を評価。 ■ 連結年次決算書における開示が、適用される財務報告の枠組みの要求事項を満たしているかどうかを評価。

非半島地域における非流動資産の減損 **連結年次財務書類の注記** 3.2.f.4、15.1**及び**20.3**を参照**	
監査上の主要な検討事項	***監査上の対応事項***
2023年12月31日現在、当社グループは非半島地域のCGUに割り当てられた760百万ユーロの有形固定資産を認識している。 IFRS-EUでは、各報告日において、CGUに割り当てられた有形固定資産の回収可能価額について、減損の兆候がある場合には分析を行わなければならないとされており、2023年12月31日現在、非半島地域（バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリーヤ）の各CGUがこれに該当する。 当該分析の結果、2023年12月31日現在、当社グループはカナリア諸島、バレアレス諸島、セウタ及びメリリャの非半島地域の資産に関して90百万ユーロの減損損失を認識している。 当社グループは、CGUの回収可能価額を見積もるために、経営陣が判断を下して仮定と見積りを行う必要のある割引キャッ シュ･フロー評価技法を使用している。高度な判断が要求されることや、これらの見積りに伴う不確実性、及び非流動資産の金額の重大性から、これは重要な監査事項と考えた。	私たちの監査手続は以下を含んでいる。 ■ 回収可能価額の見積りプロセスに関連する、主要な統制の設計と実施状況の分析。 ■ 評価専門家の関与を用いての、使用価値算定に用いた方法論及び考慮された主要な仮定の妥当性の評価。 ■ 価格設定モデルに含まれる将来キャッシュ･フローと、同社の統制機関が承認した事業計画との整合性を分析。また、過年度に見積もられたキャッシュ･フロー予測と、実際に得られたキャッシュ･フロー、及び当社グループが実施したモニタリングのとの比較を行った。 ■ 合理的と考えられる特定の前提条件の変化に対する、回収可能価額の感応度の評価。 ■ 連結年次財務諸表における開示が、適用される財務報告の枠組みの要件を充たしているかどうかの評価。

その他の情報：連結経営者報告書

その他の情報は2023年度の連結経営者報告書のみを含むが、本報告書の作成は親会社の取締役の責任であり、連結年次財務書類の不可欠な部分を構成しない。

連結年次財務書類に対する我々の監査意見は連結経営者報告書を含まない。連結経営者報告書に含まれる情報に関する我々の責任は、勘定科目の監査を規制する法律の中で定義されており、以下のとおりである。

a) スペイン監査法の定めにより、連結非財務情報報告書及び年次コーポレート・ガバナンス報告書並びに取締役報酬に関する年次報告書に含まれる一定の情報が、適用される法令で定められている方法で提供されているかどうかを単独で判断する。適用される法令で定められている方法で作成されていない場合は、当該事項について報告を行う。

b) 前述の連結年次財務書類の監査の過程で入手したエンデサグループに関する知識に基づいて、連結経営者報告書に含まれる残りの情報と連結年次財務書類との整合性について評価し、報告する。さらに、連結経営者報告書の当該箇所の内容と表示が適用される法令に準拠しているかどうかについても評価と報告を行う。実施した手続きに基づき、私たちが重要な虚偽表示が存在すると結論付けている場合には、その虚偽表示の報告が求められる。

上記のように、遂行した手続に基づいて、私たちは上記のセクションa)で言及された情報が適用される法律で規定された方法で提供されていること、連結経営報告書に含まれるその他の情報が2023年度の連結年次財務書類で開示されている情報と一貫していること、並びに、連結経営者報告書の内容及び表示は適用される法律に準拠していることを確認した。

連結年次財務書類に対する取締役及び監査及びコンプライアンス委員会の責任

親会社の取締役の責任は、連結年次財務書類がIFRS-EU及びスペインにおいて当社グループに適用される財務報告の枠組みの他の規定に従い、当社グループの株主持分、財政状態及び連結業績を適正に表示するように添付の連結年次財務書類を作成することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示がない連結年次財務書類の作成を可能にするために取締役会が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結年次財務書類の作成において、親会社の取締役は、当社グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を有し、適宜、継続企業に関連する事項を開示し、親会社の取締役が当社グループを清算するもしくは当社グループの業務を停止する意図を有している場合、あるいはそれ以外に現実的な代替案がない場合のいずれかである場合を除き、継続企業を前提とした会計処理を適用する責任を有する。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会は、連結年次財務書類の作成及び表示を監視する責任を有する。

連結年次財務書類の監査に対応する監査人の責任

私たちの目的は、連結年次財務書類全体として不正又は誤謬による重要な虚偽記載がないかどうかについて合理的な保証を得ること、及び私たちの意見を含んだ監査報告書を発行することである。

合理的な保証とは、高水準の保証ではあるものの、スペインで適用される監査基準に準拠して実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に常にそれを発見す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発生する可能性があり、個別又は集計すると重要とみなされる場合には、当該虚偽表示が、当該連結年次財務書類に基づいて行われた財務書類利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすことが合理的に見込まれるおそれがある。

スペインで適用される監査基準に準拠した監査の一環として、私たちは監査全体を通じて職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。私たちはまた、

- 不正又は誤謬による連結年次財務書類の重要な虚偽記載のリスクを特定及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続きを設計及び実施し、監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の脱漏、虚偽の陳述又は内部統制の無効化が関与する可能性があるため、不正による重要な虚偽記載を検知できないリスクは、誤謬による重要な虚偽記載を検知できないリスクよりも高い。
- 状況に応じた適切な監査手続きを立案するために監査に関連した内部統制に対する理解を行うが、これは当社グループの内部統制の有効性について意見を表明することを目的とするものではない。
- 採用された会計方針の適切性並びに親会社の取締役による会計上の見積り及び関連する開示の妥当性を評価する。
- 親会社の取締役による継続企業を前提とした会計基準の適用の適切性について判断を下し、また入手した監査証拠に基づいて、当社グループが継続企業として存続する能力に重大な疑義を生じる可能性のある事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかについて判断を下す。重要な不確実性が存在すると判断した場合、私たちは監査報告書上で連結年次財務書類における関連する開示に対して強調事項を付すことを求められ、当該開示が不十分な場合には、監査意見の修正を求められる。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づく。しかし将来の事象又は状況により当社グループが継続企業として存続しなくなる可能性はある。
- 開示を含む連結年次財務書類全体に対する表示、構成及び内容、並びに、連結年次財務書類が真実かつ公正な表示を達成するような方法で基礎となる取引及び事象を表しているかを評価する。

- 連結年次財務書類に対する意見を表明するために、当社グループ内の事業体又は事業活動の財務情報に関して、十分かつ適切な監査証拠を入手する。私たちは、当社グループの監査の管理、監督及び実行について責任を有している。私たちは、監査意見について単独で責任を有する。

私たちは、特に計画した監査の範囲及びその実施時期並びに、監査中に特定した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項に関して、親会社の監査及びコンプライアンス委員会との間でコミュニケーションを持っている。

私たちはまた、親会社の監査及びコンプライアンス委員会に、私たちが、独立性に関連する要件を含め、適用される職業倫理要件に遵守した旨、並びに、私たちの独立性に影響すると合理的に考えられる全ての事項及び該当する場合に関連する予防措置を伝達した旨の陳述書を提供している。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会との連絡事項から、私たちは当該期間の連結年次財務書類の監査において特に重要であり、そのため監査上の主要な検討事項となる事項を決定する。

私たちは、法令又は規則により当該事項に関する一般への開示が妨げられない限り、監査報告書に当該事項を記述する。

その他の法的及び規制上の要件に係る報告書

EU市場の単一の電子フォーマット

私たちは、EU市場の単一の電子フォーマット（ESEF）において、2023年度における当社グループのデジタルファイルを査閲した。当該デジタルファイルは、前述の年度における連結年次財務書類を含むXHTMLファイル、及び年次財務報告書の一部を形成する親会社によりタグ付けされたXBRLファイルで構成される。

エンデサの取締役は、2018年12月17日付け欧州委員会委任規則第2019/815号（以下「ESEF規制」という。）に規定されているフォーマット及びマークアップの要件に準拠した2023年度の年次財務報告書の表示において責任を負う。なお、年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬に係る年次報告書については、連結経営者報告書に参考として記載している。

私たちの責任は、スペイン国内の財務書類の監査を規制する法令に従い、エンデサの経営者により作成されたデジタルファイルを査閲することにある。当該法令は、私たちが前述のデジタルファイルに含まれる連結年次財務書類の内容が、監査人の監査した連結年次財務書類と完全に対応しているかどうか、並びに連結年次財務書類及び前述のファイルが全ての重要な点においてESEF規制の要件に準拠してフォーマット及びマークアップが整えられ、作成されているかどうかを判断するための監査手続を計画し実施することを要請している。

私たちは、査閲したデジタルファイルが監査した連結年次財務書類と完全に対応しており、全ての重要な点において、ESEF規制の要件に準拠して表示及び作成されているものと認める。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会への追加報告書

本報告書において表明された意見は、2024年2月27日付けの親会社の監査及びコンプライアンス委員会への私たちの追加報告書と一貫している。

契約の期間

私たちは、2022年4月29日開催の定時株主総会で、2023年12月31日に終了した年度からの3年間（当該年度を含む）を任期として、当社グループの監査人として指名された。

それ以前においては、定時株主総会における株主の総意により、2020年12月31日に終了した年度から3年間の任期で選任され、当該期間の年次決算書の監査を実施してきた。

KPMG Auditores, S.L.

スペイン公認監査人登録（ROAC）S0702

（スペイン語の原文に署名）

エスティパレス・ビルバオ・ベルダ

スペイン監査人公的登録番号（ROAC）16,109

2024年2月27日

次へ

To Endesa, S.A.'s Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR´S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 27, 2024 on ENDESA, S.A. and Subsidiaries (ENDESA Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

KPMG Auditores, S.L.

Estíbaliz Bilbao

June 21, 2024

前へ　次へ

Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas emitido por un Auditor Independiente

A los accionistas de Endesa, S.A.

INFORME SOBRE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2023, el estado del resultado, el estado de otro resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2023, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España, según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Reconocimiento de ingresos. Energía suministrada pendiente de facturar Véase Nota 3.2.o.1 y 32 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
Los negocios del Grupo que realizan actividades de comercialización de energía deben efectuar estimaciones de los suministros de energía pendientes de facturar a sus clientes finales correspondientes al periodo comprendido entre la última medición de los contadores y el cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2023 el importe de las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar por el Grupo ascienden a 1.533 millones de euros y 476 millones de euros, respectivamente. La cantidad de energía suministrada no facturada se estima a partir de información tanto interna como externa. Los ingresos se calculan multiplicando el volumen de consumo de energía estimado pendiente de facturar por el precio contratado por tipo de producto y cliente. La determinación de la energía suministrada pendiente de facturar requiere la realización de estimaciones por parte de la Dirección del Grupo con la aplicación de criterios, juicios e hipótesis en sus cálculos, por lo que el reconocimiento de ingresos por la energía suministrada no facturada se ha considerado una cuestión clave de auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de estimación de la energía suministrada pendiente de facturar. • Evaluación y entendimiento de la metodología empleada por el Grupo y análisis de las principales hipótesis y datos considerados, mediante el contraste de información interna y externa disponible. Análisis de la razonabilidad del importe pendiente de facturar mediante la realización de procedimientos sustantivos. • Comparación de las estimaciones efectuadas al cierre del ejercicio anterior con los datos reales de suministro de energía (análisis retrospectivo), y evaluación de los resultados obtenidos. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Deterioro de valor de activos no financieros de generación en Territorios No Peninsulares Véase Nota 3.2.f.4, 15.1 y 20.3 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
El Grupo tiene registrado al 31 de diciembre de 2023 inmovilizado material por importe de 760 millones de euros, asignado a las UGEs de los Territorios No Peninsulares. Las NIIF-UE determinan la necesidad de efectuar, en cada fecha de cierre, un análisis del valor recuperable del inmovilizado material asignado a las UGEs para aquellos casos en los que se hubieran identificado indicios de deterioro de valor, que a 31 de diciembre de 2023 son las UGEs de cada uno de los Territorios No Peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Como resultado de dicho análisis, el Grupo ha registrado a 31 de diciembre de 2023 un deterioro de valor de 90 millones de euros por los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla. Para la estimación del valor recuperable de las UGEs, el Grupo utiliza técnicas de valoración basadas en el descuento de flujos de efectivo que requieren el ejercicio de juicio por parte de la Dirección y el uso de hipótesis y estimaciones. Debido al elevado grado de juicio requerido, la incertidumbre asociada a las citadas estimaciones y la significatividad del valor de los activos no corrientes se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave vinculados al proceso de estimación del valor recuperable. • Evaluación de la razonabilidad de la metodología empleada en el cálculo del valor en uso y las principales hipótesis consideradas, con la involucración de nuestros especialistas en valoración. • Análisis de la coherencia de los flujos de efectivo futuros incluidos en el modelo de valoración con los planes de negocio aprobados por los órganos de gobierno. Asimismo, hemos contrastado las previsiones de flujos estimadas en ejercicios anteriores, con los flujos reales obtenidos, así como el seguimiento realizado por el Grupo. • Evaluación de la sensibilidad del valor recuperable ante cambios razonablemente posibles en determinadas hipótesis. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2023, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

a) Comprobar únicamente que el estado de la información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y en caso contrario, a informar sobre ello.

b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2023 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los administradores y del Comité de auditoría y cumplimiento en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.

– Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con el mismo para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

Formato electrónico único europeo

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Endesa, S.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2023 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la sociedad, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Endesa, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2023 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE). A este respecto, han incorporado el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros por referencia en el informe de gestión consolidado.

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

Informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante de fecha 27 de febrero de 2024.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2022 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, inclusive.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas para un periodo de 3 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

KPMG Auditores, S.L.
Inscrito en el R.O.A.C nº S0702

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 01/24/00356 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España

Inscrito en el R.O.A.C. nº 16.109

前へ